



EVALUACIÓN NÚMERO 1590-DE “REFORMA ENERGÉTICA: HIDROCARBUROS”

FEBRERO 2019

“Una energía moderna con oportunidades para todos no puede concebirse sin el acceso a fuentes de energía confiables, limpias y a precios competitivos” ^{1/}

^{1/} Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 12 de agosto de 2013, disponible en www.scjn.gob.mx, normativa nacional.

Índice

Introducción	7
Marco de revisión.....	15
Marco de referencia.....	19
1. Política pública de hidrocarburos.....	35
1.1. Problema público	35
1.2. Diseño de la política pública.....	44
1.3. Epítome capitular	95
2. Implementación	101
2.1. Conducción	101
2.2. Regulación y Supervisión.....	105
2.3. Operación	212
2.4. Epítome capitular	290
3. Resultados	301
3.1. Objetivos	301
3.2. Fines	317
3.3. Principales comparaciones internacionales	332
3.4. Alineación y contribución con los ODS.....	346
3.5. Epítome capitular	350
4. Consideraciones finales.....	357
4.1. Pronunciamiento de la ASF	357
4.2. Sugerencias.....	367
4.3. Hechos posteriores.....	370
Glosario	371
Bibliografía	379
Anexos	385

Introducción

En diciembre de 2013, se aprobó la “Reforma Energética”, la cual consistió en la modificación de los artículos 25, 27 y 28 constitucionales^{2/}; al respecto, para su implementación, se decretaron 9 leyes y se adecuaron 12 existentes, con los cambios a dichos artículos se modificó la definición de los petroquímicos “básicos”, ahora son considerados en la ley como una “área estratégica” exclusiva del sector público. Además, las modificaciones tuvieron como fin permitir la participación de los capitales privados.

En la exposición de motivos de la reforma energética implementada por el Ejecutivo Federal anterior, se señaló que, si bien México cuenta con abundantes recursos naturales, entre ellos los hidrocarburos, en los que se sustenta su desarrollo económico y social, enfrenta retos con la caída de la producción y la poca inversión. Con base en lo anterior, el Gobierno Federal señaló que parte importante del problema es la falta de capacidad técnica, financiera y de ejecución por parte de PEMEX, y que este organismo requeriría una inversión de 60.0 mil millones de dólares al año, dado el portafolio de inversiones que tenía en ese momento, y que sólo contaba con un presupuesto anual de 27.0 mil millones de dólares, por lo que era primordial que la iniciativa privada pudiera participar en las actividades de exploración y extracción. Asimismo, en la iniciativa de reforma, el Poder Ejecutivo señaló que el régimen de la paraestatal era complejo y rígido, y que los aprovechamientos y derechos que estaba obligada a pagar podían significar más del 100.0% de sus ingresos, hasta el extremo de tener que endeudarse para cumplir con sus obligaciones fiscales.

^{2/} En el artículo 25 se establece que el Estado tendrá a su cargo las áreas estratégicas referentes a la exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos; en el 27, que el petróleo y los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, son propiedad de la Nación, lo cual es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones, y que con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, éste llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, que serán otorgadas por la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH); por último, el artículo 28 establece que no constituirán monopolios las funciones que el Estado realice de forma exclusiva, entre ellas la exploración y extracción del petróleo, y la constitución de un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED), cuya Institución Fiduciaria será el banco central y tendrá por objeto, recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos.

Considerando la exposición de motivos y los documentos de planeación nacional y sectorial se identificó que el problema que pretende resolver el Estado con la Reforma Energética de manera integral, es el siguiente: en materia de hidrocarburos el país enfrentaba un déficit de recursos públicos para invertir; elevada carga fiscal para PEMEX, lo que provocó que no se contará con los insumos e infraestructura necesaria para mantener la producción que requiere la sociedad; la asunción de todos los riesgos financieros y operativos por parte del Estado, precios elevados para los usuarios finales y riesgos ambientales.

En congruencia con lo anterior, el objetivo general de esta investigación consistió en evaluar la política pública de hidrocarburos del Ejecutivo Federal anterior, en términos de su diseño, implementación y resultados, con objeto de identificar el avance en el logro de los fines relacionados con el incremento de la inversión en el sector petrolero y la disminución de la carga fiscal de PEMEX, con el propósito de garantizar que se cuente con los insumos e infraestructura para mantener la producción que requieren la sociedad; reducción de los riesgos financieros y operativos para el Estado; la disminución de los precios para los usuarios finales; la reducción a la exposición de riesgos ambientales, y la generación de valor económico y rentabilidad por parte de la Empresa Productiva del Estado (EPE).

La ejecución de la política le corresponde a la Secretaría de Energía (SENER), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), Petróleos Mexicanos (PEMEX) y el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS).

El alcance de la evaluación comprendió el periodo 2013-2017, dado que durante éstos años el Gobierno Federal implementó la política energética de hidrocarburos; asimismo, de manera enunciativa, cuando la información lo permitió se reportan avances a 2018.

Los componentes que guiaron la evaluación de la política y los aspectos más relevantes en términos del diseño, implementación, objetivos y fines fueron los siguientes:

- Conducción, componente de la política a cargo de la SENER, SHCP y FMPED, en donde se establecen los criterios y acciones a seguir para las asignaciones ^{3/} y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, así como los esquemas fiscales que benefician al gobierno.
- Regulación-Supervisión, a cargo de la SENER, la SHCP, el FMPED, la CRE, la CNH y la ASEA, en donde se identifican los mecanismos e instrumentos que tienen los entes evaluados para asegurar el cumplimiento de la normativa aplicable en la materia.
- Operación, responsabilidad de PEMEX y CENAGAS, referente a la exploración, extracción, refinación, almacenamiento, distribución y comercialización de petróleo y gas.

De manera particular, se abordó la situación financiera de PEMEX como Empresa Productiva del Estado (EPE), considerando que uno de los principales objetivos de la política vigente es liberar recursos públicos para destinarlos a actividades con mayor impacto social, por lo que se propuso como una condición necesaria la generación de valor económico y rentabilidad.

Por lo que se refiere al diseño de la política, con la evaluación se identificaron las deficiencias siguientes:

- Los documentos de planeación, no definen los medios para lograr los objetivos relativos a la generación de empleos y la contribución al crecimiento económico, ni establecen métricas para medir su avance.
- No se establecen objetivos de rentabilidad y generación de valor económico por parte de PEMEX y sus subsidiarias, ni parámetros para cuantificar su evolución.
- El ejercicio de recursos públicos por parte de PEMEX se destina mayormente a gasto corriente y no a inversión.

^{3/} El acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a una Empresa Productiva del Estado (PEMEX) el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el "Área de Asignación", por una duración específica.

- Los documentos de rendición de cuentas ^{4/} no reportan información respecto de: el costo-beneficio sobre la inversión en los procesos de exploración, extracción, refinación y distribución; la situación de insumos e infraestructura para mantener la producción de petróleo y gas, ni de la exposición a riesgos ambientales.

En cuanto a la implementación de la política, en los componentes de conducción, regulación y supervisión, la SENER, la SHCP y el FMPED, emitieron la normativa para los nuevos participantes en el sector, se definieron los mecanismos de las asignaciones, los procesos de licitación, los términos de los contratos, la emisión de permisos, los ingresos derivados de los hidrocarburos y la protección del medio ambiente.

Respecto de la estrategia de regulación-supervisión, en el periodo 2013-2017, se otorgaron a PEMEX 489 títulos de asignación; se realizaron 11 procesos licitatorios en tres rondas, que concluyeron con la firma de 104 contratos, con una inversión estimada de 76,634.9 millones de pesos (mdp) y una producción esperada de 11,615.0 Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (MMbpc). Además, la SENER otorgó 18 permisos para el tratamiento de petróleo (refinación y el procesamiento de gas), y 2,114 para la importación y exportación de hidrocarburos. En relación con los ingresos derivados de las asignaciones y contratos, durante el periodo 2015-2018 el FMPED recibió 1,579,320.4 mdp.

En el componente de operación, como parte de la reforma energética y con la entrada de nuevos participantes, PEMEX se transformó en una Empresa Productiva del Estado, lo que implicó su reorganización operativa y financiera, para ello, se constituyeron siete Empresas Productivas Subsidiarias. Sin embargo, únicamente se pudo constatar el número de actas de transferencia de activos a cada empresa subsidiaria, pero no se tuvo evidencia de la relación de los bienes ni cómo se estimó el valor de los mismos para llevar a cabo esas transferencias; ni las asignaciones de personal; pasivos financieros y laborales, y contratos.

En cuanto al desempeño financiero de PEMEX, se debe destacar que, si bien la utilidad antes de impuestos de PEMEX es positiva, la misma ha disminuido en 92.5%, al pasar de 694,837.6 mdp a

^{4/} De acuerdo con Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la Ley de Planeación, la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación, y la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, los documentos de rendición de cuentas son: Informe de Gobierno, Cuenta Pública, Informe de Labores, Informe de Ejecución del PND, Informe sobre la ejecución del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF). No obstante, la información respecto de la carga fiscal de PEMEX entre otras se revelan en los estados financieros de EPE.

52,129.4 mdp, durante el periodo analizado. La situación antes descrita, es ocasionada principalmente por la disminución de 13.1% en los ingresos por ventas, al pasar de 1,608,204.6 mdp a 1,397,029.7 mdp, así como por el incremento de 23.4% en los costos directos, los cuales pasaron de 814,006.3 mdp a 1,004,204.9 mdp, en el periodo de análisis.

Por lo anterior, su rendimiento sobre activos (ROA) se redujo en 58.6%, pasando de una tasa negativa de 8.3% a 13.2% en los mismos años. Asimismo, destaca el hecho que durante el periodo 2014-2017 el CAPEX ^{5/} de la EPE fue de 333,100.6 mdp, cifra 2.6 veces inferior al de la contratación de deuda financiera, la cual fue de 1,196,634.7 mdp. Por último, resulta relevante que durante el periodo 2013-2017 el pasivo laboral de PEMEX se incrementó en 12.4%, al pasar de 1,119,207.9 mdp a 1,258,436.1 mdp.

Respecto del ROE (Utilidad del ejercicio / Capital Contable): en 2013, PEMEX obtuvo una pérdida neta en el ejercicio de 170,058.4 mdp y en 2017 registró una pérdida neta de 280,850.6 millones de pesos.

El rendimiento neto sobre el capital de PEMEX es negativo, debido al incremento de la pérdida entre 2013 y 2017, al pasar de 170,058.4 mdp a 280,850.6 mdp. Como resultado de lo anterior, en el periodo de análisis el déficit patrimonial de PEMEX aumentó 711.0%. Resulta relevante señalar que durante el periodo 2013-2017 el pasivo laboral de PEMEX aumentó en 12.4%, al pasar de 1,119,207.9 mdp a 1,258,436.1 mdp.

En materia de ingresos fiscales petroleros, es importante señalar que los mismos provienen de la operación de PEMEX y de los particulares. Al respecto se observó que durante el periodo 2015-2018 el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo recibió 1,579,320.4 mdp y realizó transferencias por 1,340,500.6 mdp a los fondos y a la TESOFE, ello representó el 84.9% de los ingresos que recibió derivados de las asignaciones y contratos. No obstante, se debe señalar que en el periodo referido los ingresos brutos de PEMEX decrecieron en 3.5% en promedio anual, al pasar de 1,608,204.6 mdp en 2013 a 1,397,029.7 en 2017.

Por lo que respecta a los resultados de la reforma, en el periodo 2015-2017, la inversión se redujo en 59.7%, al pasar de 342,524.4 a 204,398.7 mdp. En esos años la inversión bruta total ejercida en el sector fue de 818,993.3 mdp, de los cuales el 97.5% fue de PEMEX (799,387.7 mdp) y el 2.5%

^{5/} Inversiones en activos productivos.

(20,605.6 mdp) de los particulares. Es importante señalar que la inversión privada se incrementó en 211.4 veces al pasar de 85.3 a 18,030.7 mdp; no obstante, dichos montos, no son representativos al compararse con la inversión realizada por la EPE.

En cuanto a la infraestructura, ésta decreció 14.6%, al pasar de 9,379 pozos en 2013 a 8,008 en 2017; de igual forma destaca la disminución de 13.7% en el caso de campos de producción, 47.4% en terminales de distribución, 18.2% complejos petroquímicos, 35.2% unidades servicio a pozos, y 37.6% en equipos de perforación y reparación de pozos; lo que ocasionó que la producción en el periodo 2013-2017 disminuyera 6.2%, al pasar de 921.6 a 711.2 millones de barriles (MMb), y el gas natural, 5.3% en promedio anual, al pasar de 2,317,690.4 MMpcd en 2013, a 1,862,213.0 MMpcd en 2017. Por último, en el caso de la refinación de hidrocarburos, en 2017 el Sistema Nacional de Refinación (SNR), únicamente utilizó el 47.0% de la capacidad disponible de las refinерías, para el procesamiento de crudo.

En materia de los precios de los hidrocarburos, durante el periodo 2013-2018, el precio de venta al público de gas licuado se incrementó 28.7%, al pasar de 15.53 pesos por litro a 19.99 pesos; la gasolina magna, 33.2%, al aumentar de 14.56 pesos por litro a 19.40 pesos; la gasolina premium, 37.3%, al transitar de 15.23 a 20.92 pesos, y el diésel, 37.8%, al pasar de 14.99 a 20.66 pesos; cabe destacar que a partir de 2017 se llevó a cabo la liberación de los precios del gas licuado, la gasolina magna, la premium y el diésel, lo que produjo un aumento del 32.4%, 9.7%, 14.9%, y 11.6%, respectivamente. Situación que se ve agravada por el robo de hidrocarburos, dado que en el periodo 2011-2018, el número de tomas clandestinas se incrementó en 851.0%, al pasar de 1,323 a 12,581.

Por lo que se refiere al comercio internacional, durante el periodo 2013-2017, se observó una reducción en 0.3% en promedio anual en las exportaciones, al pasar de 1,188.7 a 989.1 millones de barriles diarios; mientras que las importaciones se incrementaron en 23.8% en promedio anual, al pasar de 1,289.7 en 2013, a 1,153.6 miles de barriles diarios en 2017, en términos de valor el comportamiento de las exportaciones se redujo en 39.3% al pasar 744,511.9 mdp a 452,242.2, caso contrario al de las importaciones el cual se incrementó en 15.2% al pasar de 434,160.2 mdp a 500,112.4 mdp.

En el rubro ambiental, durante el periodo 2012-2017, la producción de petróleo crudo disminuyó 15.5%, al pasar de 932,535.7 miles de barriles a 788,300.0; asimismo, el costo por degradación y agotamiento de las actividades de extracción de hidrocarburos decreció 78.5%, al pasar de

222,375.9 mdp a 47,724.2 mdp. Ambas variables presentan variaciones a la baja, ya que cuando la producción presenta rezagos, también lo hace el costo por degradación y agotamiento, por lo que las variaciones en el costo siguen la tendencia del volumen de producción de petróleo. No obstante, los operadores de la política no dispusieron de información que permitiera vincular el resultado de sus acciones con los datos calculados por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) en materia de costo por degradación y agotamiento derivado de las actividades relacionadas con el sector hidrocarburos, ni contaron con datos del daño causado por el robo de combustibles y sus efectos en la degradación del ambiente.

El contenido del presente documento incluye el desarrollo de los capítulos que se describen a continuación:

- El capítulo 1, política pública de hidrocarburos 2013-2017, expone el fenómeno problemático que da origen a la reforma estructural, a partir de lo anterior, se evaluó si el diseño programático para abordar el problema se transformó en objetivos y acciones, y se determinó si fueron consistentes con la reforma. Posteriormente, se analizaron los diferentes diseños: presupuestal, normativo-institucional, de ejecución y el de rendición de cuentas.
- El capítulo 2, implementación de la política pública, analiza las estrategias que dan cumplimiento a las disposiciones establecidas en el diseño de la política vigente; la conducción, a cargo de la SENER, SHCP y FMPED, muestra el establecimiento de criterios a seguir para las asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos; la regulación y supervisión, realizada por la SENER, la SHCP, el FMPED, la CRE, la CNH y la ASEA, identifica los mecanismos e instrumentos para asegurar el cumplimiento de la normativa aplicable en las asignaciones, licitaciones, contratos, permisos, ingresos derivados del sector y la protección a las personas y el medio ambiente; por último, se presenta la operación, llevada a cabo por PEMEX y el CENAGAS, en la que se analiza la situación financiera de PEMEX como empresa productiva del Estado, así como su organización y estructura corporativa, el crecimiento de la infraestructura, la producción de hidrocarburos y sus derivados, el volumen y valor de sus ventas y los costos de producción.
- El capítulo 3, resultados, presenta una valoración, en términos del cumplimiento de los objetivos, relativos a aumentar la inversión y reducir los riesgos financieros, disminuir la carga fiscal de PEMEX, reducir los precios de los hidrocarburos y aminorar el impacto ambiental, así como dar cumplimiento a las metas establecidas en la reforma, adicionalmente se incluye un

análisis comparativo en el ámbito internacional, del poder de paridad de compra (Índice de Paridad de Poder de Compra) de la gasolina regular entre México-Estados Unidos.

- El capítulo 4, consideraciones finales, expone la opinión de la ASF respecto del diseño, implementación y resultados de la política pública en las que se identifican las deficiencias y las sugerencias para su atención.

La realización de esta evaluación se fundamentó en la importancia estratégica de los hidrocarburos en nuestro país y en la nueva visión de la política que se comenzó a gestar a partir de 2013 y que se encuentra vigente; no obstante que la evaluación evidenció que las acciones implementadas por el Estado guardan consistencia con la definición del problema y los objetivos de la reforma; los resultados observados no reflejan un avance en el cumplimiento de sus fines dado que las principales variables objeto de la intervención no han mostrado los resultados esperados.

En opinión de la ASF la consolidación de la Reforma Energética en materia de Hidrocarburos y de PEMEX como Empresa Productiva del Estado es un proceso de mediano y largo plazo que requiere de la revisión integral de los planes y las estrategias a seguir, así como de las correcciones pertinentes en la gestión de largo plazo de las actividades petroleras.

Marco de revisión

En este apartado se definen los componentes que guiaron la evaluación de la política pública en materia de hidrocarburos, producto de la reforma constitucional de 2013, y los aspectos a evaluar en términos del diseño, implementación, objetivos y fines.

a) Componentes de la política

Los componentes de la política pública que abordó la evaluación son los siguientes:



Conducción

Componente de la política a cargo de la SENER, SHCP y FMPED, en donde se establecen los criterios y acciones a seguir para la asignación y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la definición de los esquemas fiscales que beneficien al gobierno.



Regulación-Supervisión

Componente de la política a cargo de la SENER, la SHCP, el FMPED, la CRE, la CNH y la ASEA, en donde se identifican los mecanismos e instrumentos que tienen los entes evaluados para asegurar el cumplimiento de la normativa aplicable en la materia.



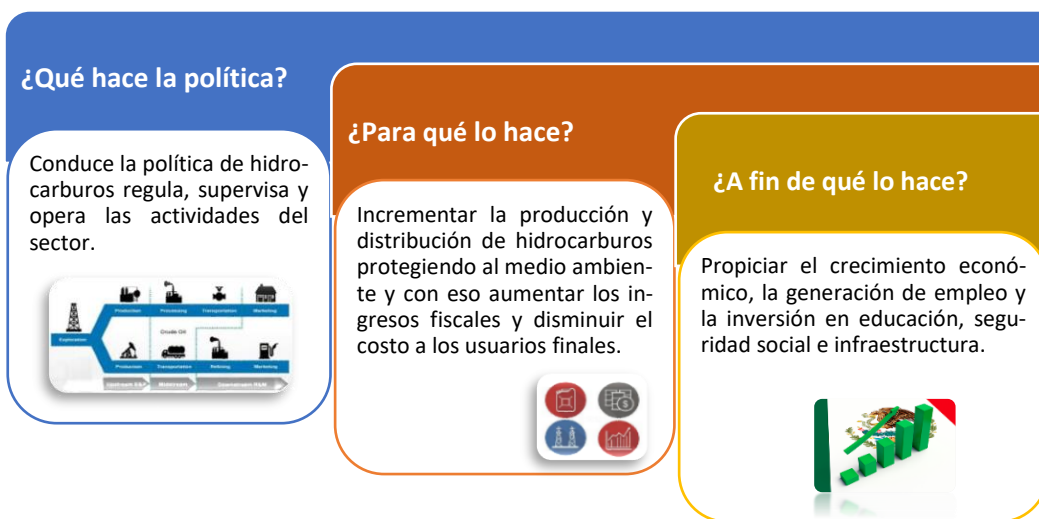
Operación

Componente de la política a cargo de PEMEX y CENAGAS, referente a la exploración, extracción, refinación, almacenamiento, distribución y comercialización de petróleo y gas.

b) Alcance temporal de la evaluación

En la administración 2013-2018, se llevaron a cabo diversas reformas con la finalidad de mejorar la productividad, la competitividad y la flexibilidad de la economía del país, entre ellas se realizó la reforma en materia de hidrocarburos, la cual entró en vigor a finales de 2013, cuya teoría de la intervención se muestra a continuación:

ESQUEMA DE LA TEORÍA DE LA INTERVENCIÓN DE LA POLÍTICA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS



La política de hidrocarburos del Ejecutivo Federal anterior buscó que los particulares participaran en las actividades de exploración, extracción, almacenamiento y distribución de los productos derivados del petróleo; en otras palabras, se impulsó la apertura del mercado para que los particulares y el Estado realicen contratos en torno a las actividades antes mencionadas; con ello, se previó que incrementara la inversión en el sector y aumentara la competencia, se disminuyera el impacto ambiental y, en consecuencia, se redujeran los precios para los usuarios finales, se generará crecimiento económico y nuevos empleos.

A continuación, se presenta el esquema de la cadena de valor del sector hidrocarburos.

CADENA DE VALOR DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por Petróleos Mexicanos mediante el oficio CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/278/2018 del 9 de abril de 2017 y el Glosario de la Industria Petrolera de AAVOS International, disponible en <https://aavos.eu/glossary/upstream-midstream-downstream-oil-industry/>

Con la reforma se buscó definir un esquema apropiado para la inversión y el fortalecimiento de la cadena de valor la cual se divide en tres grandes segmentos: 1) Upstream; 2) Midstream, y 3) Downstream.

c) Alcance temático

La temática de la evaluación se compone del análisis de la definición del problema público y el diseño de la intervención, el análisis de las estrategias de conducción, regulación-supervisión y operación para la consecución de los objetivos y fines programados.^{5/} Como se muestra en el cuadro siguiente:

ALCANCE TEMÁTICO DE LA EVALUACIÓN DE LA POLÍTICA DE HIDROCARBUROS, 2013-2017

TEORÍA DE LA INTERVENCIÓN PÚBLICA	TEMAS DE EVALUACIÓN
PROBLEMA PÚBLICO	
Diseño	Normativo-Institucional.
	Programático-Presupuestal.
	De ejecución.
	Rendición de cuentas.
IMPLEMENTACIÓN	
¿Qué hace? Conduce, regula-supervisa y opera.	Conducción.
	Regulación-supervisión.
	Operación.
RESULTADOS	
OBJETIVOS	
¿Para qué lo hace? Para promover el incremento de la inversión en el sector y la disminución de la carga fiscal de PEMEX, a fin de garantizar que se cuente con los insumos e infraestructura para mantener la producción que requiere la sociedad.	Inversión en el sector y que el Estado no asuma todos los riesgos financieros y operativos.
	Aminorar la carga fiscal a la empresa productiva del Estado.
	Reducción de los precios de los hidrocarburos.
	Reducción del impacto ambiental.
FINES	
¿A fin de qué? Garantizar la disponibilidad y estabilidad en la producción y distribución de hidrocarburos, a fin de propiciar el crecimiento económico, la generación de valor económico y de empleos.	Cumplimiento de metas señaladas en la reforma.
Comparativo internacional del sector hidrocarburos	
Alineación y contribución con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.	

^{5/} La descripción específica de la forma en la que se desarrolla cada aspecto a evaluar se puede consultar en el apartado “Procedimientos”.

Marco de referencia

La tarea de gobernar implica administrar los recursos de una nación para lograr el bienestar y desarrollo de su pueblo; sin embargo, se tiene que hacer frente a problemas o circunstancias que van más allá del desarrollo de un programa o el ejercicio de un presupuesto; lo público se compromete con un entorno mucho mayor que puede exigir soluciones y asignación de recursos inmediatos, puesto que, al reconocer un problema como público y la necesidad de su atención, se promueve una política pública y se busca la asignación de recursos para instrumentarla y ponerla en marcha.

Por sus características los recursos del petróleo han sido un asunto público de la mayor jerarquía desde su descubrimiento, en particular para México. Ya sean gobiernos que dependen de la corona española, del México independiente, de liberales o conservadores, revolucionarios y post revolucionarios, los que se han visto en la necesidad de generar políticas en torno a su uso y administración.

A lo largo de los años, se han establecido políticas para gravar o no el usufructo de los yacimientos, o de los productos derivados de la industrialización, por esto, la historia del desarrollo de la industria petrolera mexicana se puede entender como una historia de economía política por la importancia que ésta representa para las finanzas públicas. Los hidrocarburos ^{2/}han desempeñado un papel fundamental en el desarrollo económico de México al acompañar el desarrollo industrial, el de la infraestructura carretera y urbana, la petroquímica, los alimentos, entre otras. Prácticamente, no hay actividad en la que no esté presente su intervención, siendo incluso imprescindible para las nuevas tecnologías.

Por lo anterior, su evaluación es una tarea compleja, principalmente, si consideramos que en 2013 se aprueba la reforma constitucional que modifica diversas disposiciones en materia de energía, con

^{2/} Los hidrocarburos se caracterizan por su carácter finito y son altamente dependientes del factor tiempo. Justamente en la llamada “crisis de la energía” la humanidad tomó conciencia de la importancia vital del petróleo para la satisfacción de sus necesidades de energía y de la probabilidad de escases en su abastecimiento, en especial, sobre los países en desarrollo.

Urquidí y Troeller, El petróleo, la OPEP y la perspectiva internacional, FCE, México, 1997, pp. 11-12.

objeto de fomentar la inversión de los particulares en los procesos de exploración, refinación y distribución, y disminuir la carga fiscal de PEMEX, para garantizar que se cuente con los insumos e infraestructura suficiente para mantener la producción de petróleo y gas que se requiere para la sociedad, sin que el Estado asuma todas los riesgos financieros y operativos, disminuyendo los precios para los usuarios finales, y reduciendo la exposición a riesgos ambientales.

a) Evolución histórica de la política pública

En México los pueblos prehispánicos conocían el chapopote y lo utilizaban, entre otras cosas, para actos religiosos a manera de incienso, o bien como pegamento, colorante y sustancia medicinal; sin embargo, dicho conocimiento no despertó mayores inquietudes sobre su existencia y aprovechamiento.^{8/} Fue hasta la Colonia cuando al petróleo se le dieron otros usos, utilizándolo como impermeabilizante o para la calefacción; aunque su empleo principal fue en el calafateo de los navíos.^{9/} Reconociendo su importancia, en 1783, en las Ordenanzas Reales sobre Minería de la Nueva España, también llamadas Ordenanzas de Aranjuez, se señalaba que los "bitúmenes y jugos de la tierra", a los cuales se les asignó el mismo régimen jurídico aplicado a las minas, eran propiedad exclusiva del rey de España.^{10/} Aquí, se puede identificar una primera política pública sobre el petróleo, ya que se suma a los bienes del subsuelo cuyo uso puede reportar ingresos para el gobierno.

En la historia del desarrollo nacional "petróleo y economía son tan inseparables como petróleo y política", ya que, a partir de la segunda década del siglo XX, el petróleo ocupó un lugar central cuando se tuvo conciencia del valor de las reservas de hidrocarburos en el subsuelo mexicano.^{11/} En este devenir histórico, quizá una de las políticas más importantes ha sido la de nacionalizar la industria que estaba en manos de extranjeros. Posteriormente se instrumentó toda una política petrolera para la exploración, la explotación, la refinación, la distribución, la comercialización interna y externa, y todas aquellas acciones relativas al fisco, a las relaciones laborales y al endeudamiento. En ese sentido, es posible identificar los periodos siguientes:

^{8/} Silva Herzog, Jesús, Historia de la Expropiación de la Empresas Federales, IMEE, México, 4ª Edición, 1973, p. 13.

^{9/} Ídem.

^{10/} Lobato López, Ernesto, El petróleo en la Economía, en México, Cincuenta Años de Revolución, FCE, 1ª edición resumida, México, 1963, pp. 76-77.

^{11/} Meyer; L. y Morales, I., Petróleo y Nación: la política petrolera en México, 1900-1987, FCE, México, 1990.

- Inicios de la industria petrolera en México: (1884-1937)
- Nacionalización de la industria petrolera: (1938-1982)
- La reforma constitucional sobre las áreas estratégicas: (1983-2012)
- Reforma Energética: (2013-2017)

En el esquema siguiente se presenta la evolución histórica de la política pública de hidrocarburos, con los periodos antes mencionados:

ESQUEMA HISTÓRICO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN MATERIA DE HIDROCARBUROS



1884-1937: INICIO DE LA INDUSTRIA

1884: se expidió el primer Código de Minería Nacional.

1892: Porfirio Díaz deroga el Código de Minas de 1884, así como la primera Ley Petrolera Mexicana del 24 de diciembre de 1901.

1917: las refinerías establecidas en el país eran pocas y de técnica elemental, la operación consistía en la extracción de petróleo para exportarlo crudo, llevando los beneficios de la refinación a su país de origen.

1933: se inaugura en Azcapotzalco la primera refinería de la Ciudad de México.

1934: se constituye Petróleos de México (Petromex).

1935: Petromex cambia de nombre a Petróleos Mexicanos, S. A.

1935: se crea el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana.



1938-1982: LA NACIONALIZACIÓN

1938: se decretó la expropiación de los bienes de las empresas petroleras.

1940: se canceló el régimen de concesiones.

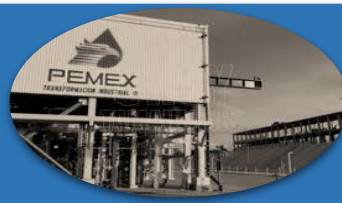
1946: se reinagura la refinería de Azcapotzalco como "Refinería 18 de Marzo".

1958: se regula el artículo 27 constitucional.

1959: se autorizó a PEMEX a seguir una nueva política, mediante modificaciones de precios basadas en costos de producción.

1960: la Ley reglamentaria fue reafirmada por la segunda enmienda al párrafo 6 del artículo 27 constitucional.

1982: disminución de los precios de exportación de los productos petroleros.



1983-2012: LA REFORMA CONSTITUCIONAL SOBRE LAS ÁREAS ESTRATÉGICAS

1983: se reforman los artículos 25 y 28 constitucionales para establecer el concepto de áreas estratégicas, a cargo exclusivo del Estado por medio de sus organismos.

1992: se decretó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, mediante la cual se crea un Órgano Corporativo y cuatro Organismos Subsidiarios.

2008: se expidieron las leyes siguientes: Ley de Petróleos Mexicanos; Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; Ley Federal de Entidades Paraestatales; Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Adquisiciones del Sector Público; Ley de obras y servicios relacionados con las mismas.



2013-2017: POLÍTICA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS EN LA ACTUALIDAD

2013: promulgación de la Reforma Energética para modernizar sin privatizar, conservando la propiedad pública y absoluta de los hidrocarburos y de la riqueza energética.

Se diseñó un nuevo modelo institucional tanto del Gobierno Federal como de las empresas estatales, para lograr la política energética que se planteó desde la Reforma Constitucional.

2014: PEMEX se convierte en una empresa productiva del Estado y asumió la estructura auténticamente empresarial, lo que la convierte en una nueva figura separada de las entidades paraestatales.

- Inicios de la industria petrolera en México: (1884-1937)

En los años sesenta del siglo XIX, aparecieron los primeros intentos de utilizar el petróleo proveniente de chapopoterías o espontáneas acumulaciones superficiales de hidrocarburos, especialmente frecuentes en algunas regiones de Tabasco. Sin embargo, el carácter artesanal de las explotaciones y el aislamiento de las zonas de alumbramiento espontáneo condenaron al fracaso éstos incipientes esfuerzos de aprovechamiento del crudo.^{12/} Estas experiencias se centran en 1869 cuando se organizó la Compañía Explotadora del Golfo Mexicano y a finales del siglo XIX, se constituyeron la London Oil Trust y la Mexican Oil Corporation.

El descubrimiento de nuevas formas de explotación, requirió de una mejor atención de los gobiernos, quienes optaron por diversas políticas que incluían apoyos para el desarrollo industrial, siendo ésta una forma de política pública en México, que habría de permanecer un largo tiempo, incluyendo el Porfiriato y la Revolución, acompañando y justificando los altibajos de las transformaciones de la industria.

El 22 de noviembre de 1884, se expidió el primer Código de Minería Nacional, donde se establecía que los propietarios de la superficie de la tierra eran dueños del carbón de piedra y del petróleo subterráneos, por lo que podían explotarlos fuera del régimen de concesiones que subsistía para los demás minerales; esto se oponía totalmente a la tradición mexicana sobre la propiedad de los recursos del subsuelo. Dichas disposiciones fueron ratificadas por leyes mineras posteriores, aun cuando Porfirio Díaz deroga, el 4 de julio de 1892, el Código de Minas de 1884, así como la primera Ley Petrolera Mexicana del 24 de diciembre de 1901.

Resultado de la ley de 1901, se propició el acaparamiento y la explotación, por unos cuantos extranjeros, de los terrenos petroleros particulares y nacionales.^{13/} Jurídicamente, esa situación irregular se resolvió en la Constitución de 1917, la Revolución rescataba para el país la propiedad legal de su petróleo. Sin embargo, las compañías petroleras afectadas en sus privilegios, interpusieron recursos legales y ejercieron presiones diplomáticas en contra de esa disposición.

^{12/} Aguilera Gómez, Manuel, *El petróleo en México. Conflicto, esperanza y frustración*, MA Porrúa, 1ª Edición, México, 2015, pp. 12 a la 13.

^{13/} Lobato López, Ernesto, *Op. Cit.*, p. 77.

El principio de dominio directo de la nación sobre los recursos del subsuelo ha sido una constante a lo largo de la historia, salvo de 1884 a 1916 cuando hubo un cambio importante: el concepto hispano de la nación propietaria, el cual se sustituyó por el concepto anglosajón del propietario individual en plenitud.^{14/} Luego de la lucha revolucionaria y el retorno a la paz social, en 1933 la compañía inglesa "El Águila" inaugura la primera refinería de la Ciudad de México, ubicada en Azcapotzalco con una dimensión de 60 hectáreas, para producir los combustibles necesarios para el consumo interno.

En 1934, el Ejecutivo Federal promulgó la plataforma política del Plan Sexenal, en el que se proponía una política nacionalista para rescatar los recursos naturales que estaban en manos de intereses extranjeros y se detallaban planteamientos específicos como: a) la efectiva nacionalización del subsuelo, combate al acaparamiento de esta riqueza y aumento de las zonas consideradas como reserva nacional; b) aumento en la participación del Estado en las utilidades de la industria petrolera; c) favorecer el fortalecimiento y creación de empresas petroleras nacionales; d) mantener un ritmo de producción acorde con el monto de reservas probadas y las necesidades nacionales, y e) sugería la conveniencia de desalentar la exportación de productos no refinados."^{15/}

En ese mismo año, se constituyó la sociedad por acciones Petróleos de México (Petromex), 50.0% del Gobierno Federal y 50.0% para ser suscrito por particulares de nacionalidad mexicana. La nueva empresa asume las funciones y los activos del Control de Administración del Petróleo Nacional creado por el gobierno, a la cual se le otorgan terrenos de la reserva nacional, pero se deja el manejo y la administración a los particulares. En 1935, dicha sociedad cambio su nombre para denominarse Petróleos Mexicanos, S. A., con el 51.0% de su capital suscrito por el Gobierno Federal.^{16/}

En 1935, se creó el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana, en ese mismo año el sindicato formuló un proyecto de contrato denominado Contrato Colectivo de Aplicación General, para que tuviera validez ante las 17 empresas petroleras y navieras, sustituyendo los diferentes contratos de cada una de ellas. Al no llegar a acuerdos, el 28 de mayo de 1937, los trabajadores declararon la huelga que duró 12 días, la cual fue declarada legal mediante un fallo de la Junta Local de Conciliación y Arbitraje, dicha huelga fue considerada conflicto económico, por lo

^{14/} Ortega Lomelín, Roberto, El petróleo en México. Una industria secuestrada, Porrúa-UNAM, 2012, 1ª. Edición, México, 2012, p. 47.

^{15/} Meyer; L. y Morales, I., Óp. Cit. p.

^{16/} Ortega, Lomelín, Roberto, Óp. Cit., p. 60.

que se ordenó el regreso de los trabajadores a sus labores y que las empresas presentaran sus libros de contabilidad para determinar si contaban con la capacidad suficiente para satisfacer las demandas económicas de los trabajadores. En diciembre de 1937 la Junta dio a conocer su fallo y la Suprema Corte de Justicia emitió sentencia reconociendo la resolución de la Junta, la cual adquirió carácter de definitiva e inapelable.^{17/}

- Nacionalización de la industria petrolera: (1938-1982).

Las empresas petroleras incurrieron en desacato al fallo confirmatorio de la Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN) sobre las demandas de sus trabajadores^{18/}, por lo que el presidente Lázaro Cárdenas decretó el 18 de marzo de 1938 la expropiación de los bienes de las empresas petroleras, para evitar la paralización de la industria. El paso siguiente a la expropiación fue la cancelación del régimen de concesiones en 1940.^{19/} Sin embargo, las empresas previeron que la resolución de la SCJN no les favorecería y decidieron dismantelar, en cierta medida, su infraestructura. Además, se carecía de tetraetilo de plomo, elemento esencial para producir gasolina, el cual no podía obtenerse de las empresas petroleras, que mantuvieron un boicot como represalia por la expropiación, al mismo tiempo que demandaron enérgicamente el pago de las indemnizaciones. Los propios trabajadores se encargaron de cubrir la ausencia de este elemento utilizando otro similar, a fin de no dejar de abastecer la demanda.

A partir de este punto, es posible identificar un cambio en la política pública en materia petrolera, en la que se terminaba definitivamente con la propiedad privada, tanto extranjera como doméstica, sobre los hidrocarburos, y que implantaría que las decisiones en la materia se realizaran de forma institucional mediante el organismo que representaría al Estado, procurando el equilibrio en sus recursos.

La Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo de noviembre de 1958, se constituye como el eje de la política petrolera. A partir de ella, se consolida la explotación del

^{17/} Ortega, Lomelín, Roberto, Óp. Cit., pp. 60-61.

^{18/} Las compañías no acataron el laudo del 18 de diciembre de 1937 del grupo número 7 de la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje. Biebrich y Spíndola, p. 20.

^{19/} Lobato López, Ernesto, Óp. Cit., p. 81.

petróleo por un organismo descentralizado y su aplicación al desarrollo industrial del país. ^{20/} Se reitera el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional, incluida la plataforma continental, en mantos y yacimientos; asimismo, señala que sólo la nación podrá llevar a cabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos que constituyen la industria petrolera, y se define tanto la industria petrolera como un nuevo régimen de contratos. ^{21/}

Pese a los avances en la reglamentación de la industria, en materia financiera, PEMEX presentó en el inicio de su institucionalización un notorio desequilibrio entre sus ingresos y sus egresos, que tenía origen en el predominio de un criterio de servicio social, que indudablemente beneficiaba a la economía del país, pero que en lo particular perjudicaba a la industria petrolera al mantener bajo el precio de sus productos, conceder numerosos subsidios y pagar diversos impuestos y regalías al gobierno.

En respuesta a este problema, a principios de 1959 se autorizó a PEMEX seguir una nueva política, mediante modificaciones de precios basadas en los costos de producción y habida cuenta las repercusiones que ello pudiera tener sobre la actividad económica general. Las modificaciones consistieron en el aumento de precio distintos para cada artículo, lo que produjo a PEMEX, en 1959, un incremento de 17.0% en los ingresos respecto de 1958 y una utilidad de 40.0 millones de pesos. Otras medidas, tendientes a vigorizar las finanzas de esta industria, se ubicaron en el convenio entre la paraestatal y el gobierno para que éste capitalizara los saldos vencidos por adeudos a su favor, y la creación de un impuesto único a la industria petrolera en forma de porcentaje anual sobre los ingresos brutos, que sería de 12.0% para 1960. ^{22/}

La Ley reglamentaria fue reafirmada en 1960 por la segunda enmienda al párrafo 6 del artículo 27 constitucional, donde se señala que no habría "ni contratos, ni subsistirán los que se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva". Las compañías extranjeras sobrevivientes fueron nacionalizadas y a

^{20/} Biebrich Torres, C. y Spíndola, Yañez, A., Los instrumentos jurídicos de la política energética, Cámara de Diputados-Instituto Mexicano de Estrategias, MA Porrúa, 1ª edición, México, 2008, p. 16.

^{21/} Balderas Dórame, G. y Quintana Coronado, S., La industria petrolera, su contexto histórico y situación actual, en Revista de Administración Pública, Vol. XLIX, No. 3, México, septiembre-diciembre 2014 p. 123.

^{22/} Lobato López, Ernesto, Óp. Cit., p. 82.

ninguna compañía extranjera se le permitió establecer contratos con PEMEX.^{23/} Con este reconocimiento de papel esencial de los hidrocarburos en la vida económica del país, el presidente Adolfo López Mateos le confirió a la explotación petrolera el carácter de actividad estratégica, condición que fue incorporada a la Constitución de la República.^{24/} La definición de la industria petrolera como área exclusiva del Estado, se estableció de manera puntual en la ley, mas no se encontraba prevista en la Constitución, lo cual ocurrió hasta 1983.^{25/}

El papel central del petróleo en la economía y en muchas de las actividades de la sociedad era incuestionable; sin embargo, a finales de la década de los setenta del siglo XX se convirtió en un elemento nodal para el desarrollo en México, gracias al yacimiento de Cantarell, descubierto y explotado en esos años, de manera que ocurrió una petrolización de la economía, pues la parte correspondiente en los ingresos públicos pasó de 6.0% en 1975 a 32.0% en 1987, y esto no sólo por el aumento en el consumo de productos petrolíferos sino también en sus precios.^{26/}

Lo anterior se mantuvo hasta 1982, cuando cayeron los precios de las exportaciones, principalmente de los productos petroleros por un exceso de oferta en el mercado internacional.

- La reforma constitucional sobre las áreas estratégicas: (1983-2012).

La reforma constitucional de 1983 modificó los artículos 25 y 28, para establecer el concepto de áreas estratégicas, a cargo exclusivo del Estado por medio de sus organismos, sobre los cuales debía tener la propiedad y el control (artículo 25). Con ello se intentó delimitar aquellas que no estarían sujetas a concesión y en las que no participarían los particulares. Entre dichas áreas estratégicas, que no constituirán monopolios, se incorporó al “petróleo, los demás hidrocarburos y a la petroquímica básica” (artículo 28). Las modificaciones quedaron como sigue:

^{23/} Santiago, Myrna, Las reformas del petróleo mexicano y la ecología del petróleo: lecciones de historia, en El petróleo y sus impactos sobre el territorio, Instituto de Investigaciones Dr. José María Luis Mora- CONACYT, 1ª edición, México, 2016, p. 53.

^{24/} Aguilera Gómez, Manuel, Óp. Cit., p. 7.

^{25/} Balderas Dórame, G. y Quintana Coronado, S., Óp. Cit., p. 124.

^{26/} Breceda Lapeyre, Miguel, La petrolización de la economía mexicana, en Momento Económico, Número. 37, México, 1988, pp. 6-8.

MODIFICACIONES A LOS ARTICULOS CONSTITUCIONALES

Artículo	Modificación
Art. 25	El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28 párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.
Art. 28	No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica. El Estado contará con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo y en las actividades de carácter prioritario donde, de acuerdo con las leyes, participe por sí o con los sectores social y privado. ^{22/}

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Biebrich Torres, C. y Spíndola, Yañez, A., Los instrumentos jurídicos de la política energética, Cámara de Diputados-Instituto Mexicano de Estrategias, MA Porrúa, 1ª edición, México, 2008, p. 16.

En 1992, se modificó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, mediante la cual se creó un órgano Corporativo y cuatro Organismos Subsidiarios: PEMEX Exploración y Producción (PEP), PEMEX Refinación (PR), PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y PEMEX Petroquímica (PPQ).

En 2008, se realizó una reforma energética, la cual consistió en una nueva Ley de Petróleos Mexicanos, la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y reformas a la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional; la Ley Federal de Entidades Paraestatales; la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Adquisiciones del Sector Público; la Ley de obras y servicios relacionados con las mismas.

Como resultado de lo anterior, se crea la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), como órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía (SENER), con objeto de regular y supervisar la exploración y extracción de petróleo, así como las actividades relacionadas directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

- Reforma Energética: (2013-2017).

La Reforma Energética, promulgada el 20 de diciembre de 2013, modifica los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, propone nueve leyes nuevas y la modificación a doce existentes que reglamentan la Reforma Constitucional. Los cambios a dichos artículos constitucionales fueron los siguientes: elimina las enmiendas al párrafo 6 del artículo 27 constitucional efectuadas después de 1940, para regresar a la versión que el presidente Cárdenas hizo para refinar el original de 1917; asimismo, se

^{22/} Biebrich Torres, C. y Spíndola, Yañez, A., Óp. Cit., p. 16.

ajustó el artículo 28 que definía a los petroquímicos "básicos" como "un área estratégica" cerrada a la inversión privada.^{28/}

En relación con los hidrocarburos, se trata de mantener la propiedad de la nación de éstos recursos en el subsuelo y la exclusividad del Estado de su exploración y extracción, pero estas actividades ya no se llevarían exclusivamente por medio de PEMEX, sino mediante un sistema que incluye asignaciones a PEMEX o a otras empresas productivas del Estado y modalidades contractuales que posibilitan que, por cuenta de la nación, lleven a cabo estas actividades los particulares, PEMEX, asociaciones o alianzas entre PEMEX y particulares.^{29/}

Lo anterior propició un nuevo modelo institucional tanto del Gobierno Federal como de las empresas estatales, para lograr la política energética que se planteó desde la Reforma Constitucional: lograr tasas de restitución de reservas probadas de petróleo y gas de manera sustentable; la generación de mayores recursos fiscales para atender prioridades sociales y de infraestructura; reducir la dependencia del exterior de gas, gasolinas y petroquímicos; la disminución gradual de los precios del gas y de la electricidad en beneficio de los hogares y del aparato productivo, y la generación de empleos en el sector energético y en otras actividades productivas.^{30/}

A esta nueva política se le atribuye también el fortalecimiento del Estado mexicano con la creación de nuevas entidades y el apoyo para las ya existentes, como se muestra a continuación:

- La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) se convirtieron en órganos reguladores y supervisores independientes, con autonomía técnica y de gestión, asumiendo nuevas facultades.
- Se crean el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) para operación de la política.
- Asimismo, se crea la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (ASEA) como órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

^{28/} Santiago, Myrna, Óp. Cit., p. 55.

^{29/} Ortega Lomelín, Roberto, Óp. Cit., pp. 351-352.

^{30/} Ídem.

- PEMEX adquiere una nueva naturaleza al convertirse en empresa productiva del Estado.
- Se constituye el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo (FMPED), el cual es el encargado de recibir y administrar los recursos derivados de contratos y asignaciones, con el objetivo de fortalecer las finanzas nacionales, y financiar hasta el 4.7% del Producto Interno Bruto (PIB) en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF); asimismo, el remanente de los ingresos se invertirá en ahorro de largo plazo hasta alcanzar un 3.0% del PIB.

Con la promulgación de las leyes secundarias en materia energética el 11 de agosto de 2014 se inicia una nueva etapa en la historia de PEMEX, ya que se transforma en una empresa pública que asume una estructura empresarial, lo que la convierte en una nueva figura separada de las entidades paraestatales. En este sentido, las Empresas Productivas del Estado (EPE) son entes de propiedad exclusiva del Gobierno Federal dotadas de un marco jurídico y patrimonio propios, gozando de autonomía técnica, operativa y de gestión, acordes con sus fines de carácter productivo, para promover su manejo ágil, eficiente y transparente. ^{31/ 32/}

b) Estado de la política pública

Las dependencias y entidades responsables de la política son: la Secretaría de Energía (SENER), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), Petróleos Mexicanos (PEMEX) y el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS). Sus principales atribuciones se muestran en la tabla siguiente:

^{31/} De la Peña García, Marco, Seminario Universitario de Gobernabilidad y Fiscalización, Pemex en el entorno de la Reforma Energética, su naturaleza, transición y evolución del Gobierno Corporativo, Cuadernos de gobernabilidad y fiscalización, núm. 2, Ciudad Universitaria, septiembre de 2015, p. 13-23.

^{32/} En el artículo cuarto de la nueva Ley de Petróleos Mexicanos se señala (que) "Petróleos Mexicanos tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario, así como actuar de manera transparente, honesta, eficiente, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental, y procurar el mejoramiento de la productividad para maximizar la renta petrolera del Estado y contribuir con ello al desarrollo nacional". Tiburcio Celorio, Alberto, en El Enfoque Jurídico, p.51.

ORGANISMOS RESPONSABLES DE LA POLÍTICA: HIDROCARBUROS

Componente	Institución	Atribución
CONDUCCIÓN		Establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente.
		Proponer, dirigir y controlar la política económica del Gobierno Federal en materia financiera, fiscal, de gasto, de ingresos y deuda pública, con el propósito de consolidar un país con crecimiento económico de calidad.
		Recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, con excepción de los impuestos; asimismo, realizará el cálculo de las contraprestaciones.
REGULACIÓN Y SUPERVISIÓN		Regular y supervisar el reconocimiento y la exploración superficial, así como la exploración y la extracción de hidrocarburos, incluyendo su recolección desde los puntos de producción y hasta su integración al sistema de transporte y almacenamiento.
		Fomentará el desarrollo eficiente de la industria, promoverá la competencia en el sector, 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.
		Protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector hidrocarburos por medio de la regulación y supervisión de la seguridad industrial y operativa, las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones, y el control integral de los residuos y emisiones contaminantes.
OPERACIÓN		El desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario, así como actuar de manera transparente, honesta, eficiente, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental, y procurar el mejoramiento de la productividad para maximizar la renta petrolera del Estado y contribuir con ello al desarrollo nacional. Petróleos Mexicanos tiene por objeto llevar a cabo, en términos de la legislación aplicable, la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, así como su recolección, venta y comercialización.
		Gestionar, administrar y operar el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), para garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios con la finalidad de contribuir con el abastecimiento del suministro de gas natural en territorio nacional.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por los entes evaluados.

Como se observa en el cuadro anterior, son ocho los entes encargados de implementar la reforma energética en materia de hidrocarburos, cuya función será incrementar la inversión en las actividades relacionadas con los hidrocarburos, reducir la carga fiscal de PEMEX, así como el crecimiento de los ingresos derivados de los contratos y asignaciones, la reducción de los riesgos ambientales causados por la exploración y extracción de petróleo, por medio de la regulación ambiental. Lo anterior tiene la finalidad de incrementar el almacenamiento y distribución de hidrocarburos e incentivar la generación de empleos y el crecimiento económico del país.

1. Política Pública de hidrocarburos 2013-2017

1. Política pública de hidrocarburos

1.1. Problema público

Este apartado muestra la conceptualización del problema público, que busca atender la reforma energética en materia de hidrocarburos, y comprende los aspectos cualitativos y cuantitativos de las características de ese problema, así como las causas que lo originaron y sus efectos. Los diagnósticos que aquí se presentan tuvieron como fuente de información principal: la exposición de motivos de la reforma constitucional en materia energética; el Plan Nacional de Desarrollo y los programas sectoriales del periodo 2013-2018.^{33/}

- a) Exposición de motivos de la reforma constitucional de 2013 en materia energética

En la exposición de motivos de la reforma del 11 de agosto de 2013 y la reforma promulgada el 20 de diciembre del mismo año a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), se señaló que, si bien México cuenta con abundantes recursos naturales, entre ellos los hidrocarburos, en los que se sustenta su desarrollo económico y social, enfrenta retos considerables con la caída de la producción, la falta de tecnología y la poca inversión a nivel industrial. Entre los factores que han afectado la producción de hidrocarburos se encuentra el declive del yacimiento de Cantarell ya que, si bien se invirtió en la exploración y extracción de petróleo y gas, la producción de petróleo pasó de 3,400 miles de barriles diarios (Mbd) en 2004, a 2,500 Mbd, en 2013. Referente al gas natural, en 1997, México importaba el 3.0% del consumo nacional y en 2013 importó el 29.0%.^{34/}

^{33/} Con el análisis del diagnóstico que dio paso a la reforma constitucional en materia energética, en la que se incluyen las actividades relacionadas con los hidrocarburos, se identifica la problemática que el Gobierno Federal pretende resolver con la implementación de la política vigente, y con la revisión de los documentos de planeación de mediano plazo del periodo antes mencionado, con el cual se ratifica la conceptualización de dicho problema.

^{34/} Cámara de Diputados, Explicación ampliada de la Reforma Energética, México, 20 de diciembre de 2013.

Con base en lo anterior, el Gobierno Federal señaló que parte importante del problema fue la falta de capacidad técnica, financiera y de ejecución por parte de PEMEX, ya que este organismo requeriría una inversión de 60.0 mil millones de dólares al año, debido al portafolio de inversión de ese momento, y sólo contaba con un presupuesto anual de 27.0 mil millones de dólares, por lo que era primordial que la iniciativa privada pudiera participar en las actividades de exploración y extracción.

Como se señala en la exposición de motivos de la Reforma Energética, la finalidad de la participación de los particulares era que se promovería la producción de los yacimientos de hidrocarburos que se encontraban ociosos por falta de inversión y se incrementaría la capacidad de ejecución y de tecnología, pues los recursos de hidrocarburos con los que aún se cuenta se localizan en aguas profundas y en cuencas de lutitas,^{35/} que son campos poco convencionales y de difícil acceso. No obstante, en la explicación ampliada de la Reforma Energética se hace énfasis en que el petróleo e hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se localicen en el subsuelo son propiedad de la Nación y por lo tanto son inalienables, por lo que la reforma mantiene la prohibición para explotación de los productos mencionados.

Se argumentó que la ventaja de que los particulares puedan participar con PEMEX en la exploración y extracción de petróleo y gas, de acuerdo con los documentos analizados, era que el Estado no asumiría todo el riesgo en la inversión, sino que una parte recaería en las empresas a la que se les adjudicarían los contratos, lo que significa que se podrían incrementar los ingresos fiscales y con ello se tendrían mayores recursos para educación, seguridad social e infraestructura.

De acuerdo con la exposición de motivos presentada al Congreso de la Unión, uno de los mayores problemas a los que se enfrentó nuestro país fue a la importación de gasolina y de petroquímicos, en el primer caso, se tiene que de 1997 a 2012 se incrementó el porcentaje de importaciones en 24.0 puntos porcentuales, al pasar de 25.0% el primer año a 49.0%, mientras que la petroquímica incrementó sus importaciones en 25.0 puntos porcentuales al pasar del 41.0% a 66.0% del total utilizado en nuestro país.^{36/} Lo anterior se debía a un impedimento legal entre la petroquímica

^{35/} Gas natural que se encuentra atrapado en sedimentos de roca abundantes en esquisto y otros materiales orgánicos, a profundidades de mil a cinco mil metros. Puede existir en la misma placa de petróleo y otros hidrocarburos, retomado de: <http://www.fundar.org.mx/mexico/pdf/OnePagerGasshalefracking.pdf>; el 20 de junio de 2018.

^{36/} Cámara de Diputados, Explicación ampliada de la Reforma Energética, México, 20 de diciembre de 2013.

básica, en la que no se permitía la inversión privada, y la petroquímica secundaria en la que se consentía, lo que impedía que la producción creciera.

Durante las últimas décadas PEMEX, debido a las características de la industria nacional y a las restricciones operativas, se dedicó a la producción de petróleo, que era lo más rentable, y dejó de lado la petroquímica secundaria, ya que no contaba con los insumos primarios que se requieren, lo que ha provocado que las empresas mexicanas decidan invertir en el extranjero.

Otra de las razones por la que no se contaba con una integración industrial dedicada a la transformación y procesamiento de petróleo y gas, se debía a que el Estado mexicano no contaba con las refinerías suficientes, problema que se resolvería con la participación de los particulares, pues eso le permitiría diversificar las actividades de la industria y reducir el riesgo que asume el Estado. Aunado a lo anterior, se previó que al obtener mayores recursos se modernizaría la infraestructura y se incrementaría la producción de combustibles, lo que tendría como resultado un mejor posicionamiento como potencia en la industria petrolera.

Por lo que se refiere al transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y sus derivados, no existía la infraestructura suficiente ni adecuada para satisfacer las necesidades de los consumidores, lo que provocó que los costos fueran elevados en éstos productos y que la industria no tuviera el crecimiento deseado. Un aspecto importante es que, por la falta de infraestructura, la gasolina, diésel y otros combustibles eran transportados de manera ineficiente y a elevado costo, ya que se empleaban carro-tanques (ferrocarril) y auto-tanques (pipas) que representaban un costo de entre 6 y 24 veces más, respectivamente, en comparación con la utilización de ductos.

Un aspecto que había impedido el crecimiento del sector de hidrocarburos se refería al esquema fiscal de PEMEX, el cual representaba un obstáculo para su desarrollo, en la iniciativa de reforma, el Poder Ejecutivo señaló que el régimen de la paraestatal era complejo y rígido, que además de representar dificultades administrativas, no reconocía la realidad operativa de la empresa.^{37/} Aunado a lo anterior, se indicó que los aprovechamientos y los derechos que la paraestatal estaba

^{37/} El Ejecutivo apuntó dichas ideas en la iniciativa de la Reforma Hacendaria, que fue presentada junto con el Paquete Económico 2014, y en la Iniciativa de Decreto por el que se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de las leyes Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, General de Deuda Pública y de PEMEX.

obligada a pagar podían significar más del 100.0% de sus ingresos, y que incluso PEMEX llegó a endeudarse para cumplir con sus obligaciones fiscales.

Por lo que se refiere al medio ambiente, se indica que la tendencia mundial de extracción y producción de petróleo se vinculó con el incremento en los costos energéticos y económicos, y, en algunos casos, ambientales. Un ejemplo de lo anterior es la producción de petróleo en lutitas, el cual se vincula con mayores emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en comparación con la producción convencional del hidrocarburo. En 2010, se estimaba que el 65.0% de la emisión de GEI correspondía a los procesos de extracción, producción y uso de combustibles fósiles como fuente de energía.^{38/}

En conclusión, en la exposición de motivos y la reforma energética publicada en diciembre de 2013, se señaló que la problemática que enfrentaba el sector de hidrocarburos se refería a la falta de inversión en los procesos de exploración, extracción, refinación y distribución, además de que no se contaba con la infraestructura suficiente para la producción, almacenamiento y distribución de los hidrocarburos, ni con el dinero para invertir en tecnología que permita disminuir las importaciones y con ello reducir el costo para los usuarios finales, también se hacía hincapié en la necesidad del cuidado al medio ambiente.

b) Diagnóstico de los documentos de planeación nacional y sectorial

El Gobierno Federal es el responsable de definir un problema público e identificar sus factores causales, a efecto de establecer los objetivos estratégicos de las políticas públicas. En el Plan Nacional de Desarrollo (PND) y los programas sectoriales que deriven del mismo, se definen los objetivos, metas, estrategias y prioridades; además, se presenta un diagnóstico de las mismas. En nuestro caso en el PND, el Programa Sectorial de Energía, el Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo y el Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales, del periodo 2013-2018, se estableció la problemática relacionada con el decrecimiento de las reservas petrolíferas para mantener una producción suficiente en el largo plazo; se destacó la falta de inversión para la explotación de los campos no convencionales; limitantes en el almacenamiento y distribución de los hidrocarburos por no tener la infraestructura adecuada y suficiente; dependencia de las finanzas

^{38/} De esta cifra, corresponden a carbón, petróleo y gas natural el 25.0%, 21.0% y 19.0%, respectivamente, para mayor referencia consultar el enlace siguiente: <http://www.ecofys.com/files/files/asn-ecofys-2013-world-ghg-emissions-flow-chart-2010.pdf>.

públicas de los ingresos de origen petrolero, y el deterioro del medio ambiente por la emisión de dióxido de carbono proveniente de los combustibles fósiles.

Lo anterior propicia que no se cubra la demanda de los consumidores y, a su vez, el incremento de las importaciones y de los precios de éstos productos.^{39/} Asimismo, la dependencia de los ingresos de origen petrolero, vuelve vulnerable las finanzas públicas y limita la capacidad del Estado para atender las demandas de la población, ya que dichos ingresos dependen de los precios internacionales, además de que la plataforma de producción decayó en el periodo 2004-2012. Es importante señalar que los ingresos petroleros han permitido un crecimiento sostenido del gasto y, por ello, es relevante que se busquen otras fuentes de ingresos.

Uno de los aspectos más importantes es el cuidado al medio ambiente, ya que lo ideal es que el PIB crezca, pero esto se vincula con el deterioro del medio ambiente, el reto es disminuir la emisión de bióxido de carbono y procurar la producción y venta de combustibles amigables al medio ambiente. En el siguiente cuadro, se presentan los diagnósticos del problema público identificado en los documentos de planeación nacional y sectorial de mediano plazo.

DIAGNÓSTICOS DEL PROBLEMA PÚBLICO IDENTIFICADOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA: HIDROCARBUROS EN LOS DOCUMENTOS DE PLANEACIÓN NACIONAL Y SECTORIAL DE MEDIANO PLAZO, 2013-2018

Documento	Problema	Conclusión
Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND)	- Existe una mayor producción de hidrocarburos que la incorporación de reservas a largo plazo. - El Estado no cuenta con la capacidad para nuevos proyectos de inversión en campos no convencionales, como los de aguas profundas y los de lutita. - Se requiere de un nuevo marco institucional para incrementar la capacidad de producción de energía barata y eficiente. - Déficit en el abasto de energéticos, que ha sido cubierto con crecientes importaciones y ha incrementado el costo para los usuarios finales. - Disminución de la producción y refinamiento de petrolíferos en el país. - Dependencia de los ingresos públicos de origen petrolero, que al ser volátiles ponen en riesgo a las finanzas públicas. - Pocos ingresos para atender las necesidades urgentes de la población.	En el diagnóstico del PND se señala la importancia de abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva. Lo anterior implica: -Asegurar la provisión de hidrocarburos y gasolinas. -Promover el uso eficiente de energía y aprovechar fuentes renovables.
Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER)	- Falta impulsar el uso de tecnologías que permitan mayor aprovechamiento de los recursos en sus diferentes etapas de desarrollo. - El nivel de reservas probadas con los que se cuenta, permitiría mantener la producción de hidrocarburos, a los niveles actuales, por un periodo de 10 años. - En lo referente al gas natural, las reservas probadas son equivalentes a 7.3 años de producción, a los niveles actuales de extracción. - Se cuenta con una limitada disponibilidad financiera, de recursos humanos, técnicos y operativos de los proyectos de exploración y producción, para incorporar reservas que nos permitan elevar la producción de petróleo y gas natural. - Existen problemas de producción debido a la continua declinación natural de Cantarell. - Se presentan limitaciones en infraestructura tanto de transporte como de importación de gas natural. - Actualmente, PEMEX dispone de baja capacidad de almacenamiento de Gas L.P., misma que únicamente permite amortiguar variaciones diarias de la oferta y la demanda.	Se busca optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, el transporte y cobertura de energéticos, y la ampliación de la utilización de fuentes de energía limpia y renovable.

Continúa...

^{39/} Los productos se comercializan en dólares, por lo que las variaciones del tipo de cambio afectan el precio final del producto.

...Continuación

Documento	Problema	Conclusión
Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo 2013-2018 (PRONAFIDE)	- Existe una gran dependencia de las finanzas públicas federales de los ingresos petroleros. Los ingresos tributarios son del 9.2% y 15.1% del PIB, cuando se incorporan los derechos petroleros. - Los ingresos públicos de origen petrolero tienen una alta participación en el total, para 2013, del 34.0% de los ingresos públicos totales. Lo anterior presenta riesgos, ya que los precios internacionales de los hidrocarburos se encuentran sujetos a una volatilidad considerable. - Existen riesgos relacionados a la evolución de la plataforma de producción de hidrocarburos. - Hay una gran dependencia de los ingresos petroleros que se destinan para solventar el gasto, fundamentalmente en el gasto de capital, servicios generales, así como al de ayudas, subsidios y transferencias.	El objetivo principal de este programa es que el Estado debe reducir la dependencia de las finanzas públicas de los ingresos de origen petrolero, y que éstos se encuentren sujetos a la volatilidad de los precios internacionales, además de que la plataforma de producción ha decaído considerablemente en el periodo.
Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales 2013-2018 (PROMARNAT)	El crecimiento del país, ha estado lejos de ser ambientalmente sustentable, ya que paralelamente aumento el PIB, debido al crecimiento de las emisiones de bióxido de carbono (CO₂), que es el principal gas del efecto invernadero (GEI). Para 1990, del total del GEI emitidos, el sector energético contribuyó con poco más del 67.0%, siendo el consumo de combustibles fósiles la principal fuente.	El objetivo de este programa se centra en la promoción del crecimiento sostenido y sustentable de bajo carbono; en la disminución de las emisiones de compuestos y gases de efecto invernadero; en el fortalecimiento de la gestión del agua, y en detener y revertir la pérdida de capital natural y la contaminación de agua, aire y suelo.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND); Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER); Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo 2013-2018 (PRONAFIDE); Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales 2013-2018 (PROMARNAT) y la Reforma en materia energética: hidrocarburos del 20 de diciembre 2013.

De la tabla anterior, se observa que los factores causales señalados en los diagnósticos del PND, PROSENER, PRONAFIDE y PROMARNAT se vinculan con la problemática relacionada con la falta de inversión para la exploración, extracción, refinación y distribución, ya que el país no contaba con la capacidad de producir lo que demandaban los usuarios y eso había provocado que las importaciones se incrementaran y aumentara el costo de los hidrocarburos. Además, se identificó la falta de capacidad operativa y humana para el aprovechamiento de las fuentes de difícil acceso, la elevada carga fiscal de PEMEX, la gran dependencia de los ingresos de origen petrolero y el daño al medio ambiente por la emisión de gases contaminantes.

Como parte del análisis, la ASF verificó la consistencia entre la reforma energética publicada en diciembre de 2013 y la planeación nacional y sectorial de mediano plazo correspondiente al periodo 2013-2018, es importante señalar que dicha planeación se publicó en el mismo mes de diciembre.

Para fines de análisis, se agrupan los factores causales de acuerdo con las actividades de conducción, regulación-supervisión y operación, los cuales serán los hilos conductores de la revisión, en el apartado diseño normativo-institucional se muestra complemento que éstas son las actividades que realizan los operadores de la política pública.

CONGRUENCIA ENTRE LOS DIAGNÓSTICOS DE LA PLANEACIÓN NACIONAL Y SECTORIAL CON LA EXPOSICIÓN DE
 MOTIVOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN MATERIA DE HIDROCARBUROS, 2013-2018

Componente	Reforma energética	Planeación Nacional y Sectorial
Causas del problema		
Conducción	- Falta de un marco jurídico adecuado para mejorar la producción petrolera, así como de inversión en tecnología que permita la competitividad del país en el ámbito internacional. - El actual sistema fiscal de PEMEX se basa en derechos rígidos, que provocan una elevada carga fiscal. - La reducción en el nivel de producción de petróleo y gas natural impide el crecimiento de los ingresos fiscales del Estado, lo que se traduce en menos recursos para invertir en educación, seguridad social e infraestructura. - Falta de recursos económicos para la exploración y producción. - No existe congruencia entre la petroquímica básica y la secundaria, lo que provoca la falta de insumos suficientes e impide que se desarrolle la petroquímica secundaria.	- Se requiere de un nuevo marco institucional para incrementar la capacidad de producción de energía barata y eficiente. - Dependencia de los ingresos públicos de origen petrolero, que al ser volátiles ponen en riesgo a las finanzas públicas. - Pocos ingresos para atender las necesidades urgentes de la población. - Falta impulsar el uso de tecnologías que permitan mayor aprovechamiento de los recursos en sus diferentes etapas. - Existe una gran dependencia de las finanzas públicas federales de los ingresos petroleros. Los ingresos tributarios son del 9.2% del PIB y del 15.1% cuando se incorporan los derechos petroleros. - Hay una gran dependencia de los ingresos petroleros para solventar el gasto, fundamentalmente en el gasto de capital, servicios generales, así como al de ayudas, subsidios y transferencias. - Los ingresos públicos de origen petrolero tienen una alta participación, en 2013, de 34.0% del total de los ingresos públicos. Lo anterior presenta riesgos, ya que los precios internacionales de los hidrocarburos se encuentran sujetos a una volatilidad considerable.
Regulación y supervisión	- Actualmente el Estado asume todo el riesgo de invertir en actividades de exploración y extracción de petróleo y gas. - No se cuenta con condiciones de competencia en las actividades de venta al público de gasolina y diésel. - Existe una exposición a riesgos ambientales en la exploración y extracción de petróleo y gas.	- Existen riesgos relacionados con la evolución de la plataforma de producción de hidrocarburos. - El crecimiento del país ha estado lejos de ser ambientalmente sustentable, ya que paralelamente con el aumento del PIB crecieron las emisiones de bióxido de carbono (CO₂), que es el principal GEI. Para 1990, del total del GEI emitidos, el sector energético contribuyó con poco más del 67.0%, siendo los combustibles fósiles la principal fuente.
Operación	- Se cuenta con refinerías que no son rentables y eficientes. - Se carece de la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer de forma competitiva hidrocarburos de los llamados recursos no convencionales que se encuentran en cuencas de lutitas y en aguas profundas; además, existe una reducción de reservas probadas, probables y posibles para el suministro de hidrocarburos. - No se cuenta con la infraestructura suficiente ni adecuada para transportar y distribuir el petróleo, el gas natural, ni sus derivados, para satisfacer las necesidades de la industria y de los hogares mexicanos. - Existe un mayor costo por la falta de infraestructura para la distribución originado mayores costos de transporte y con ellos, precios más altos de éstos productos debido a las importaciones, así como restricciones al crecimiento de la industria.	- Disminución de la capacidad de producción y refinamiento de petrolíferos en el país. - Existe una mayor producción de hidrocarburos comparando la incorporación de reservas a largo plazo. - El Estado mexicano no cuenta con la capacidad de detonar nuevos proyectos de inversión en campos no convencionales, como los de aguas profundas y los de lutita. - Déficit en el abasto de energéticos, que ha sido cubierto con crecientes importaciones y ha incrementado el costo para los usuarios finales. - Disminución de la capacidad de producción y refinamiento de petrolíferos en el país. - El nivel de reservas probadas con las que se cuenta, permitiría mantener una producción de hidrocarburos, a los niveles actuales, por un periodo de 10 años. - En lo referente al gas natural, las reservas probadas son equivalentes a 7.3 años de producción, comparando los niveles actuales de extracción. - Se cuenta con una limitada disponibilidad financiera, de recursos humanos, técnicos y operativos de los proyectos de exploración y producción para incorporar reservas que nos permitan elevar la producción de petróleo y gas natural. - Existen problemas de producción debido a la continua declinación natural de Cantarell. - Se presentan limitaciones en infraestructura tanto de transporte como de importación de gas natural. - PEMEX dispone de baja capacidad de almacenamiento de Gas L.P., misma que únicamente permite amortiguar variaciones diarias de la oferta y la demanda.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND); Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER); Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo 2013-2018 (PRONAFIDE); Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales 2013-2018 (PROMARNAT) y la Reforma en materia energética: hidrocarburos del 20 de diciembre 2013.

Como se observa en el cuadro anterior, las causas del problema que se precisaron en los documentos de la planeación nacional y sectorial de mediano plazo se alinearon con los expuestos en la reforma energética en materia de hidrocarburos, en términos de las deficiencias del marco jurídico e institucional para la conducción en la inversión de los particulares en las tareas de extracción, refinación y distribución de los productos petroleros, así como la dependencia de las finanzas públicas de los ingresos petroleros, las importaciones que daban como resultado el incremento de los precios para los usuarios finales.

Por lo que se refiere a las deficiencias en términos de regulación y supervisión, en el primero, se destacaba que el Estado es el que asumía la totalidad en los riesgos de inversión, lo que provocaba que no existieran condiciones de competencia en las actividades relacionadas con la venta al público; además, se contaminaba de manera exponencial, ya que el sector energético es el principal responsable del aumento del GEI. En el caso de la supervisión, no se conceptualiza un problema; sin embargo, es necesario que se verifique si las normas que habían sido creadas para la regulación se cumplen como se debe.

Entre los factores causales de la problemática en la operación, se encontró que existe una relación en términos de la poca capacidad de producción y refinamiento de los hidrocarburos, así como la poca o nula participación de capital privado que les pueda permitir la inversión en campos no convencionales y, con ello, incorporar reservas que ayuden a elevar la producción de petróleo y gas natural, a fin de no recurrir a las importaciones que elevan el costo final a los usuarios. Es importante señalar que no se contaba con la infraestructura suficiente para el almacenamiento y distribución de los hidrocarburos.

Con base en lo anterior, la ASF determinó la consistencia en los efectos que puede ocasionar la falta de atención de la problemática, en términos de la capacidad de PEMEX para la extracción, producción y distribución para atender las necesidades de la población y el riesgo de que una capacidad inferior a la demanda pueda poner un freno a la economía nacional, lo que puede afectar la generación de empleos. Con el análisis de los diagnósticos incluidos en la exposición de motivos de la reforma energética y en los documentos de planeación nacional y de mediano plazo, se identificó relación entre la problemática que motivó la intervención gubernamental en el sector, así como entre los factores causales y los efectos esperados, lo cual se esquematiza en el árbol del problema siguiente:

ÁRBOL DEL PROBLEMA DE LA REFORMA ENERGÉTICA: HIDROCARBUROS
Freno al crecimiento económico y a la generación de empleos

EFFECTOS

La disponibilidad y estabilidad en la producción y distribución de hidrocarburos afecta los ingresos provenientes de este esquema y eleva los precios para los usuarios finales.

PROBLEMA

La falta de inversión, así como la elevada carga fiscal para PEMEX, ha provocado que no se cuente con los insumos e infraestructura para mantener la producción que requieren la sociedad, así como que el Estado asuma todos los riesgos financieros y operativos, que se eleven los precios para los usuarios finales y que exista una elevada exposición a riesgos ambientales.

CAUSAS

Conducción

- Falta de un marco jurídico adecuado para una mejor producción petrolera, así como de inversión en tecnología que permita la competitividad del país en el ámbito internacional. (SHCP y SENER)
- El actual sistema fiscal de PEMEX se basa en derechos rígidos, que provocan una elevada carga fiscal. (SHCP y FMPED)
- La reducción en el nivel de producción de petróleo y gas natural impide el crecimiento de los ingresos fiscales del Estado, lo que se traduce en menos recursos para invertir en educación, seguridad social e infraestructura. (SHCP y FMPED) Falta de recursos económicos para la exploración y producción. (SHCP y SENER)
- No existe una relación entre la petroquímica básica y la secundaria, lo que provoca la falta de insumos suficientes. Lo que impide que se desarrolle la petroquímica secundaria. (SENER)

Regulación-supervisión

- Actualmente el Estado asume todo el riesgo al invertir en actividades de exploración y extracción de petróleo y gas. (SENER, CNH, CRE)
- No se cuenta con condiciones de competencia en las actividades de la venta al público de gasolina y diésel. (SENER, CNH, CRE)
- Existe una exposición a riesgos ambientales en la exploración y extracción de petróleo y gas. (ASEA)

Operación

- Se cuenta con refinerías que no son rentables ni eficientes.
- Se carece de la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer, de forma competitiva, hidrocarburos de los llamados recursos no convencionales que se encuentran en cuencas de lutitas y en aguas profundas. Además, existe una reducción de reservas probadas, probables y posibles para el suministro de hidrocarburos. (PEMEX)
- No se cuenta con la infraestructura suficiente ni adecuada para transportar y distribuir el petróleo, el gas natural, ni sus derivados, para satisfacer las necesidades de la industria y de los hogares mexicanos. (CENAGAS y PEMEX)
- Existe un mayor costo por la falta de infraestructura para la distribución originando mayores costos de transporte y con ellos, precios más altos de éstos productos, así como restricciones al crecimiento de la industria. (CENAGAS y PEMEX)

Falta de inversión en el sector petrolero.
Esquema fiscal absorbente para el productor estatal e ingresos petroleros insuficientes.
Elevados costos para el Estado en la exploración y extracción, infraestructura obsoleta e insuficiente para la distribución de gas y pocas reservas petroleras.
Elevados precios en los derivados de los hidrocarburos.
Daño al medio ambiente.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018. (PND); Programa Sectorial de Energía 2013-2018. (PROSENER); Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo 2013-2018. (PRONAFIDE); Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales 2013-2018. (PROMARNAT) y la Reforma en materia energética: hidrocarburos del 20 de diciembre 2013.

De acuerdo con el esquema anterior, se identificó que, el problema público que pretendía resolver la reforma energética en materia de hidrocarburos es el siguiente: la falta de inversión, así como la elevada carga fiscal para PEMEX, ha provocado que no se cuente con los insumos e infraestructura para mantener la producción que requiere la sociedad; además, el Estado asuma todos los riesgos financieros y operativos, que se eleven los precios para los usuarios finales y que exista una elevada exposición a riesgos ambientales. Lo anterior, tiene como factores causales las deficiencias en la conducción, regulación-supervisión y operación del sector hidrocarburos que, de no ser atendidos, existe el riesgo de que la disponibilidad y estabilidad en la producción y distribución de hidrocarburos afecte los ingresos provenientes de este esquema y eleve los precios para los usuarios finales; además de que podría significar un freno a la economía nacional con implicaciones en la generación de empleos.

En conclusión, el problema público en materia de hidrocarburos quedó definido en los documentos de planeación nacional donde se muestran los diagnósticos. Asimismo, se incluyen algunos parámetros cuantitativos que, en su momento, permitirán dimensionar los avances en la implementación de los objetivos establecidos para su atención; sin embargo, no se consideran las métricas con las que se pretenden lograr todos los objetivos de la reforma energética, como lo son la generación de empleos, la restitución de las reservas probadas y el crecimiento económico como proporción del PIB.

A continuación, se presenta el análisis del diseño de la política pública, a fin de determinar si es acorde con la problemática que se pretende atender.

1.2. Diseño de la política pública

La evaluación del diseño de la política pública se realiza con objeto de contar con un diagnóstico integral de los elementos que pueden influir en su éxito o fracaso, debido a que el diseño constituye un factor determinante para alcanzar los objetivos y metas propuestas en la atención del problema público identificado y definido.

1.2.1. Diseño programático-presupuestal

En este apartado se analizó la alineación de los objetivos de la planeación nacional y sectorial con los objetivos que el Estado buscó alcanzar con la reforma energética; así como los recursos ejercidos

para su implementación, por lo que se abordarán los aspectos siguientes: a) objetivos de la reforma energética; b) alineación con la planeación nacional y sectorial; c) árbol del objetivo; d) alineación con la asignación presupuestal, y e) presupuesto ejercido, con el fin de analizar la estructura programática presupuestal de la política.

a) Objetivos de la Reforma Energética

Como parte de la reforma constitucional en materia energética, se definieron los objetivos esperados para resolver la problemática relacionada con la falta de inversión, así como la elevada carga fiscal de PEMEX, lo cual ha provocado que no se cuente con los insumos e infraestructura para mantener la producción que requieren la sociedad, además que el Estado asuma todos los riesgos financieros y operativos, que se eleven los precios para los usuarios finales y que exista una elevada exposición a riesgos ambientales, así como las estrategias para atender los factores causales y los efectos en términos de conducción, regulación, supervisión y operación.

En la exposición de motivos de la reforma energética en materia de hidrocarburos se proponen los objetivos fundamentales y beneficios concretos que se enlistan a continuación:

Objetivos fundamentales:	Beneficios concretos:
✓ Permitir que la Nación mantenga la propiedad de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo. ✓ Atraer mayor inversión pública y privada al sector de hidrocarburos en México para impulsar el desarrollo del país. ✓ Reducir la exposición del país a los riesgos financieros, ambientales en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas. ✓ Fortalecer la administración de los ingresos petroleros e impulsar el ahorro de largo plazo en beneficio de las generaciones futuras. ✓ Contar con mayor abasto de energéticos a mejores precios. ✓ Modernizar y fortalecer, sin privatizar PEMEX, como empresa productiva del Estado. ✓ Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y proteger al medio ambiente.	✓ Ofrecer mejores precios a los consumidores y generar condiciones de competencia. ✓ Lograr la restitución de las reservas probadas de petróleo y gas superior al 100.0%. ✓ Incrementar la producción de petróleo de 2,500 miles de barriles (Mdb) que se producen actualmente a 3,000 Mdb en 2018, así como a 3,500 Mdb, en 2025, mientras que el gas natural pasaría de 5,700 millones de pies cúbicos diarios a 8,000 millones en 2018 y 10,400, en 2025. ✓ Generar cerca de un punto porcentual más de crecimiento económico, en 2018, y aproximadamente dos puntos más para 2025. ✓ Crear cerca de 500.0 mil empleos adicionales en 2018 y 2,500.0, para 2025.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la Reforma en materia energética del 20 de diciembre 2013.

El Gobierno Federal planteó las acciones por realizar en las que se consideran los medios y las estrategias a implementar después de la reforma energética, las cuales se fundamentan en la mejora de la conducción, regulación y supervisión de las actividades relacionadas con la exploración, extracción y producción de hidrocarburos, y a la coordinación necesaria para satisfacer la demanda de petróleo y gas, y con ello sostener su producción en un entorno atractivo de

inversión; con la finalidad de procurar el incremento de la participación privada, por lo que se espera realizar contratos entre particulares y el Estado para la construcción y operación de nuevas refinerías que tengan los estándares de eficiencia, calidad y confiabilidad del suministro de hidrocarburos.

Otro de los objetivos de la reforma es que PEMEX no fuera el único que asumiera el riesgo en las inversiones y se convirtiera en una empresa rentable, moderna y que se fortaleciera, con el fin de que dejara de ser una generadora de ingresos para el Estado, ya que los contratos con los particulares, permitirían que se diversificara la captación de ingresos y que éstos últimos sean invertidos en educación, seguridad social e infraestructura.

En cuanto a la protección del medio ambiente, se propuso impulsar el desarrollo con responsabilidad social y proteger el medio ambiente, para lo anterior pretende reducir los riesgos ambientales en la exploración y extracción de petróleo y gas. Por lo que corresponde a los beneficios de la reforma, se estableció reducir el costo de los hidrocarburos y generar condiciones de competencia, por medio de la apertura de las actividades exploración y extracción, ya que en la actualidad existen yacimientos ociosos que pudieran generar un ingreso para el Estado y, con ello, restituir las reservas probadas. Con el apropiado funcionamiento del sector, se propuso también impulsar el crecimiento económico nacional y la generación de empleos; no obstante, en la generación de empleos, no se determinan las estrategias específicas.

b) Alineación con la planeación nacional y sectorial

En relación con el análisis programático de la política pública en materia de hidrocarburos se identificaron los objetivos y estrategias establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER), el Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo (PRONAFIDE), el Programa Sectorial de Medio Ambiente (PROMARNAT), los tres del periodo 2013-2018 y la Reforma Energética.

DISEÑO PROGRAMÁTICO: OBJETIVOS DE PLANEACIÓN DE MEDIANO PLAZO, 2013-2018

Objetivos de la Reforma Energética	Planeación Nacional		Programación Sectorial			
			PROSENER		PRONAFIDE	
	Objetivos	Estrategias	Objetivos	Estrategias	Objetivos	Estrategias
Permitir que la Nación mantenga la propiedad de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo.	4.6. Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.	4.6.1. Asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país.	1. Optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, asegurando procesos eficientes y competitivos.	1.1 Fortalecer a las empresas productivas en materia de hidrocarburos. 1.2 Contar con un marco regulatorio y normativo que propicie las mejores prácticas e incentive la inversión. 1.3 Ampliar la cartera sustentable de reservas petroleras. 1.4 Elevar la productividad en la extracción de petróleo crudo y productos asociados. 1.5 Incrementar la producción de gas natural seco y húmedo. 1.6 Optimizar la capacidad productiva en el procesamiento de gas natural y refinados. 1.7 Desarrollar el máximo potencial de la petroquímica nacional con base en las cadenas de mayor valor económico.	2. Contar con un sistema hacendario que genere más recursos, sea simple, progresivo y que fomente la formalidad.	2.1 Garantizar la implementación adecuada de las medidas de la Reforma Hacendaria diseñadas para incrementar la capacidad financiera del Estado Mexicano.
Atraer mayor inversión pública y privada al sector de hidrocarburos en México para impulsar el desarrollo del país.			6. Fortalecer la seguridad operativa, actividades de apoyo, conocimiento, capacitación, financiamiento y proveeduría en las distintas in-	6.4 Promover por medio de fondos sectoriales, proyectos que innoven la industria ener-		

Objetivos de la Reforma Energética	Planeación Nacional		Programación Sectorial			
			PROSENER		PRONAFIDE	
	Objetivos	Estrategias	Objetivos	Estrategias	Objetivos	Estrategias
Fortalecer la administración de los ingresos petroleros e impulsar el ahorro de largo plazo en beneficio de las generaciones futuras.			dustrias energéticas nacionales.	gética nacional en sus distintas áreas. 6.5 Promover la difusión de información, conocimientos y técnicas propias del sector. 6.7 Impulsar esquemas de proveeduría, fabricación de equipos y manufactura nacional para el sector energía.	1. Ejercer una política fiscal responsable que fomente el desarrollo económico.	1.1 Proteger las finanzas públicas ante riesgos del entorno macroeconómico. 1.2 Fortalecer la estructura de la deuda, promover el desarrollo de mercado, consolidar el acceso a las fuentes de financiamiento y reducir los costos del mismo.
Reducir la exposición del país a los riesgos financieros, y ambientales en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas.						
Contar con mayor abasto de hidrocarburos a mejores precios.			4. Incrementar la cobertura de usuarios de combustibles y electricidad.	4.2 Ampliar la cobertura de gas natural. 4.3 Fortalecer la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.		
Modernizar y fortalecer, sin privatizar PEMEX, como empresa productiva del Estado.	4.6. Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.	4.6.1. Asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país.	3. Desarrollar la infraestructura que permita fortalecer la seguridad de provisión de energéticos, contribuyendo al crecimiento económico.	3.2 Incrementar la capacidad de transporte de gas natural. 3.3 Optimizar la logística de transporte de gas licuado de petróleo. 3.4 Impulsar el desarrollo de infraestructura de importación, transporte y almacenamiento de productos petrolíferos, que garantice la disponibilidad oportuna de combustibles.	2. Contar con un sistema hacendario que genere más recursos, sea simple, progresivo y que fomente la formalidad.	2.1 Garantizar la implementación adecuada de las medidas de la Reforma Hacendaria diseñadas para incrementar la capacidad financiera del Estado Mexicano.
	4.8 Desarrollar los sectores estratégicos del país.	4.8.1 Reactivar una política de fomento económico enfocada a incrementar la productividad de los sectores dinámicos y tradicionales de la economía mexicana, de manera regional y sectorial equilibrada.				

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018, el Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo (PRONAFIDE) 2013-2018 y en la Reforma Energética.

Como se observa en el cuadro anterior, entre los objetivos nacionales y los objetivos de la reforma se estableció una alineación con los objetivos sectoriales (establecidos en el PROSENER y el PRONAFIDE), en términos de inversión de particulares, mayor producción de hidrocarburos, disminución de los precios para los usuarios, disminución en la dependencia de los ingresos de origen petrolero, modernización del sector y del esquema fiscal al que se encuentra alineado PEMEX. Así como, el fortalecimiento en el crecimiento y desarrollo del sector en el que se considere la calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.

Por lo que respecta a las estrategias, éstas tienen como fin asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos; fortalecer a las empresas productivas en materia de hidrocarburos; promover los fondos sectoriales que innoven la industria eléctrica; incrementar la capacidad financiera del Estado mexicano, y reactivar las políticas de fomento económico enfocadas a incrementar la productividad de los sectores dinámicos de la economía mexicana.

Por lo que se refiere al medio ambiente, se identificó que tanto en el PND como en el PROMARNAT existen objetivos y estrategias que se encuentran alineadas con la Reforma Energética en materia de hidrocarburos como se muestra en el cuadro siguiente:

DISEÑO PROGRAMÁTICO: OBJETIVOS DE PLANEACIÓN DE MEDIANO PLAZO, 2013-2018

Objetivos de la Reforma Energética	Planeación Nacional		Programación Sectorial			
			PROSENER		PROMARNAT	
	Objetivos	Estrategias	Objetivos	Estrategias	Objetivos	Estrategias
Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y proteger al medio ambiente.	4.4 Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.	4.4.1. Implementar una política integral de desarrollo que vincule la sustentabilidad ambiental con costos y beneficios para la sociedad. 4.4.3. Fortalecer la política nacional de cambio climático y cuidado al medio ambiente para transitar hacia una economía competitiva, sustentable, resilientes y de bajo carbono.	5. Ampliar la utilización de fuentes de energías limpias y renovables, promoviendo la eficiencia energética y la responsabilidad social y ambiental.	5.2 Promover el aprovechamiento sustentable de la energía en todos sus procesos y actividades desde la exploración hasta el consumo. 5.3 Ampliar los mecanismos y medios de información que promuevan las energías renovables y la eficiencia energética. 5.4 Instrumentar programas de responsabilidad ambiental y social relacionados con el sector energía.	1. Promover y facilitar el crecimiento sostenido y sustentable de bajo carbono con equidad y socialmente incluyente. 2. Incrementar la resiliencia a efectos del cambio climático y disminuir las emisiones de compuestos y gases de efecto invernadero.	1.2 Propiciar una gestión ambiental integral para promover el desarrollo de proyectos de inversión que cumplan con los criterios de sustentabilidad. 1.3 Inducir el mejor desempeño ambiental del sector productivo por medio de instrumentos de fomento y regulatorios y mecanismos de autorregulación. 2.1 Incrementar la resiliencia ecosistémica y disminuir la vulnerabilidad de la población, infraestructura y servicios al cambio climático. 2.3 Consolidar las medidas para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).
Reducir la exposición del país a los riesgos financieros y ambientales en la exploración y extracción de petróleo y gas.						

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018; el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018; el Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales (PROMARNAT) 2013-2018 y en la Reforma Energética.

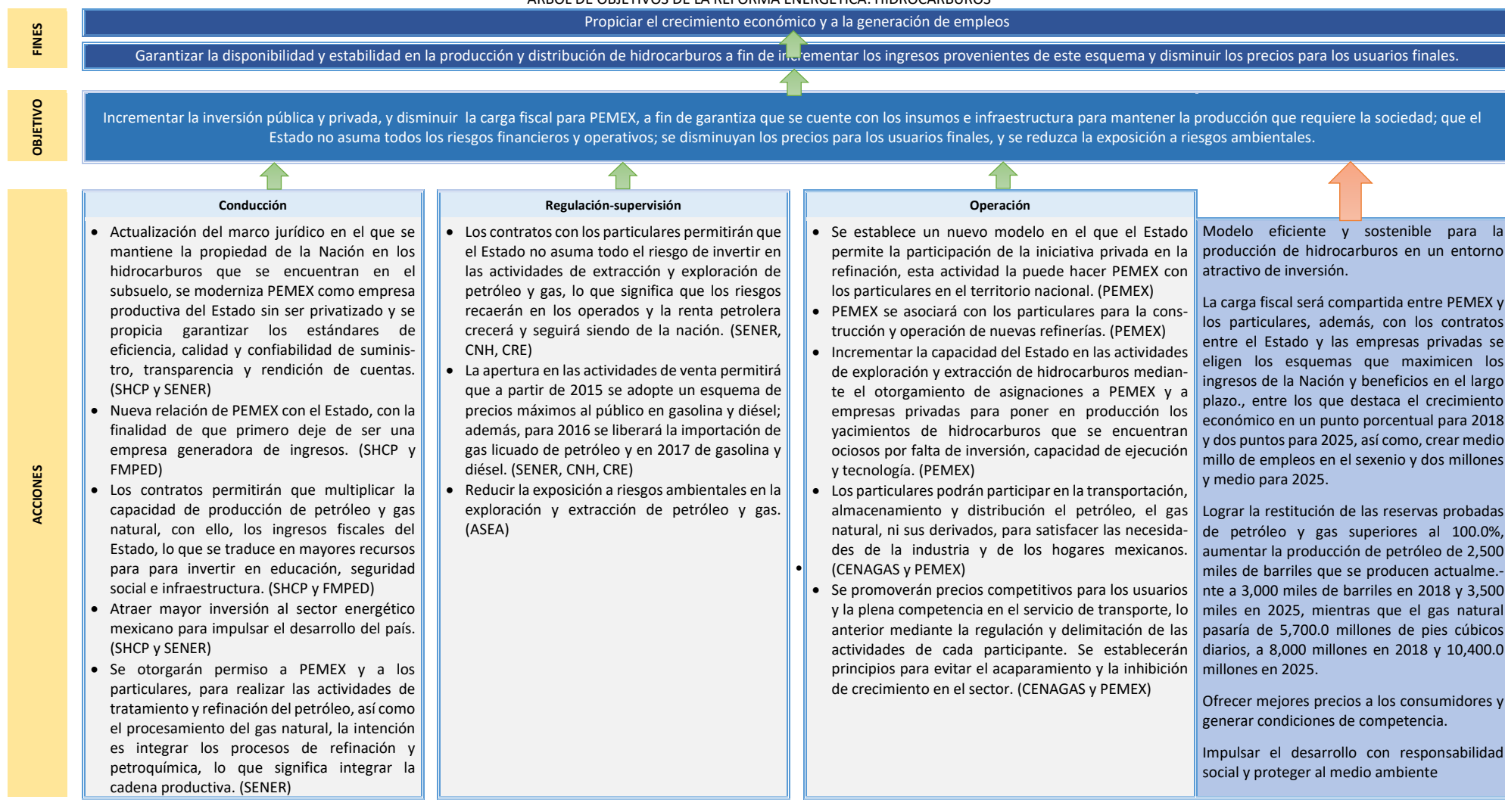
Los objetivos orientados a la protección ambiental del sector energético, se complementaron con los de la programación en materia de medio ambiente (estipulados en el PROMARNAT), mediante el establecimiento de estrategias que impulsen el mejor desempeño ambiental del sector productivo por medio de instrumentos regulatorios y la consolidación de medidas para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, aunque es importante considerar que esas acciones se dirigen a todos los sectores productivos del país.

Los objetivos y estrategias contenidos en los documentos de planeación nacional y de mediano plazo (2013-2018) se orientaron a modificar el marco jurídico para ampliar la capacidad del Estado mexicano en la exploración y producción de hidrocarburos, así como la exploración de los yacimientos no convencionales, para ello se considera la participación de la iniciativa privada; además, se propuso fortalecer las reservas de hidrocarburos y, con ello, tener la capacidad de almacenamiento y distribución. Asimismo, se señaló la importancia de cuidar el medio ambiente y de generar mayores ingresos para invertirlos en el mercado, así como enfocarse en atraer la inversión al sector para impulsar el desarrollo del país; a fin de contribuir al crecimiento económico nacional y, en consecuencia, se incentive la generación de empleos.

c) Árbol de objetivos

Del análisis de los documentos anteriores, se desprende el siguiente árbol del objetivo de la política pública, donde se esquematizan de manera ordenada y sintética, los objetivos, medios y fines que se persiguen con la política energética, en términos de hidrocarburos.

ÁRBOL DE OBJETIVOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA: HIDROCARBUROS



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018. (PND); Programa Sectorial de Energía 2013-2018. (PROSENER); Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo 2013-2018. (PRONAFIDE); Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales 2013-2018. (PROMARNAT) y la Reforma en materia energética: hidrocarburos del 20 de diciembre 2013.

La alineación de los objetivos, estrategias y líneas de acción definidas en los programas de planeación nacional y sectorial del periodo 2013-2018, con los objetivos y premisas fundamentales de la reforma energética, permiten la identificación del objetivo central de la política, que dará atención a la problemática del sector, en términos de la disminución de los efectos, concernientes a la generación de hidrocarburos suficiente para atender la demanda de la sociedad, la reducción de los compromisos financieros y operativos que asume el estado y la gran exposición a riesgos ambientales.

De la misma forma, se definen los medios para atender los factores causales del problema, relacionados con la conducción que, como se determinó en el estado de la política, corresponde su cumplimiento a la SENER, a la SHCP y el FMPED; en tanto que la regulación y supervisión está a cargo de la SENER, la SHCP, el FMPED, la CRE, la CNH y la ASEA, y la operación es responsabilidad de PEMEX y CENAGAS. Asimismo, se definieron los fines que persiguen; la disponibilidad y estabilidad en la producción y distribución de hidrocarburos afecta los ingresos provenientes de este esquema y eleva los precios para los usuarios finales y su contribución al desarrollo económico nacional, con implicaciones en la generación de empleos; no obstante, no se señalan de manera clara los medios con los que se pretende avanzar en el incremento de empleos.

d) Asignación presupuestal

Una vez que se han identificado las metas, objetivos y estrategias implementadas por el Gobierno Federal anterior, para atender el problema público identificado, es necesario contar con recursos suficientes para llevarlas a cabo, y esto se da, en la mayoría de los asuntos en cuestión, mediante programas presupuestarios, los cuales se deben alinear con la planeación nacional y sectorial ya mencionada, en el caso del presente apartado.

No obstante, no en todos los casos, la alineación presupuestal se realizó conforme a los componentes de la política energética en materia de hidrocarburos, ya que la SENER y la SHCP son instituciones encargadas de la conducción, regulación y supervisión, y en sus programas presupuestarios no es posible identificar el presupuesto que se ejerció en cada una de esas actividades; asimismo, en el caso del FMPED, no se cuenta con un programa presupuestario, ya que es un fideicomiso, por lo que no se puede alinear con una meta nacional; a continuación se presenta el análisis de la alineación de presupuestal conforme las metas nacionales.

ALINEACIÓN DE LOS PROGRAMAS PRESUPUESTARIOS CON LOS OBJETIVOS NACIONALES Y SECTORIALES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN MATERIA DE HIDROCARBUROS, 2013-2017
 (Millones de pesos de 2017)



Planeación Nacional Meta Nacional	Objetivo Nacional	Programa y meta sectorial	Programa Presupuestario	Responsable	Gasto devengado
	1. Mantener la estabilidad macroeconómica del país.	PRONAFIDE	2. Contar con un sistema hacendario que genere más recursos, sea simple, progresivo y que fomente la formalidad.	P001 Diseño de la política de ingresos. 	132.4
	4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.	PROMARNAT	P002 Planeación, dirección y evaluación ambiental.		360.9
			G031 Regulación, Gestión y Supervisión Industrial y Comercial del Sector Hidrocarburos.	863.4	
			R099 Cuotas, Apoyos y Aportaciones a Organismos Internacionales.	5,304.0	
	6. Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.	PROSENER	B001 Producción de Petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos.		567,738.8
			G002 Regulación y supervisión del otorgamiento de permisos y la administración de éstos, en materia de electricidad, gas natural y gas licuado de petróleo.		357.2
			P003 Coordinación de la implementación de la política energética y de las entidades del sector hidrocarburos.	171,501.2	
			G001 Promoción y regulación de Hidrocarburos.	1,744.7	
			G002 Supervisión de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos. ^{1/}	172.0	
			P001 Estudios de Evaluación y Verificación de Hidrocarburos. ^{2/}		505.9
			G002 Administración Técnica de Asignaciones y Contratos. ^{3/}		462.7
		PROSENER	E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos. ^{4/}		156,766.9
			G002 Regulación y permisos de hidrocarburos.		1,448.1

Continúa...

...Continuación

Planeación Nacional		Planeación Sectorial				
Meta nacional	Objetivo Nacional	Programa y meta sectorial		Programa Presupuestario	Responsable	Gasto devengado
	6. Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.	PROSENER	5. Ampliar la utilización de fuentes de energía limpias y renovables, promoviendo la eficiencia energética y la responsabilidad social y ambiental.	E012 Actividades destinadas a la operación y mantenimiento de la infraestructura básica en ecología.		15,571.4
				P001 Conducción de la política energética.		2,889.2
			6.Fortalecer la seguridad operativa, actividades de apoyo, conocimiento, capacitación, financiamiento y proveeduría en las distintas industrias energéticas nacionales.	G001 Otorgamiento de permisos y verificación de instalaciones para almacenamiento y distribución de gas L.P; aprobación de unidades de verificación y elaboración y actualización de normas oficiales mexicanas en esta materia.		123.0
	n.a.	n.a		E011 Comercialización de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos.		20,991.2
				E015 Prestación de servicios corporativos técnico, administrativo y financiero a los organismos subsidiarios de PEMEX.		470,284.7
				E016 Servicios de perforación, terminación, reparación, así como actividades y servicios relacionados a pozos.		439.0
				K002 Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos.		1,531,286.8
				K024 Otros proyectos de infraestructura gubernamental.		188.7
				K027 Mantenimiento de infraestructura.		98,206.8
				K028 Estudios de preinversión.		9,323.3
				K029 Programa de adquisiciones		11,459.6
				K030 Otros proyectos de infraestructura.		4,898.9
				K036 Conservación de infraestructura marítimo-portuaria.		4,238.8
				K043 Otros programas de inversión.		7,311.8
				R005 Compra de acciones o inversiones diversas de PEMEX.		11,346.5
n.a.	n.a.	n.a.		1,216,175.9		
Total de gasto devengado						4,306,795.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018; el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018; el Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales (PROMARNAT) 2013-2018; el Programa Nacional de Financiamiento para el Desarrollo (PRONAFIDE) y la Cuenta Pública 2013-2017.

NOTA Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017

n.a. no aplica, ya que PEMEX es una Empresa Productiva del Estado que no se encuentra obligada por ley a presentar Matriz de Indicadores para Resultados, por lo la mayoría de sus programas no se encuentran alineados a la planeación nacional. Mientras que el FMPED es un fideicomiso público que no tiene a su cargo programas presupuestarios.

^{1/} El monto incluye lo otorgado al programa G004 con el mismo nombre, que la SENER operó de 2013-2014.

^{2/} El monto incluye lo otorgado al programa P007 con el mismo nombre, que la SENER operó de 2013-2014.

^{3/} El monto incluye lo otorgado al programa G006 con el mismo nombre, que la SENER operó de 2013-2014.

^{4/} El programa es operado por tres entidades distintas (SENER, CENAGAS y PEMEX) por lo que el monto total incluye el presupuesto asignado a las tres entidades.

Durante el periodo de análisis se identificaron 28 programas para lograr los fines de la política energética en materia de hidrocarburos; sin embargo, de los 15 programas a cargo de PEMEX como instancia ejecutora, 12 no se alinean formalmente con los objetivos de la planeación nacional y sectorial, ya que no cuentan con Matriz de Indicadores para Resultados, dado que PEMEX, al ser una empresa productiva, no está obligada a elaborar dicha matriz. Lo cual impidió conocer el desempeño de dichos programas de conformidad con los lineamientos de evaluación vigentes. ⁴⁰

El presupuesto que se ejerció en el periodo 2013-2017 fue de 4,306,795.1 millones de pesos, de los cuales destacan cuatro programas que en el tiempo analizado han pasado de ser ejecutados por la SENER a ser responsabilidad de la CRE y la CNH, situación que se desprende de la reforma energética; asimismo, en el caso de la ASEA, se encontró que de los programas presupuestarios de los que es responsable dos correspondían a la SEMARNAT y como resultado de la reestructuración se desapareció uno y se creó otro.

De los 28 programas identificados, 9 contaron con MIR: 1) P001 Diseño de la política de ingresos; 2) P001 Conducción de la política energética; 3) P003 Coordinación de la implementación de la política energética y de las entidades del sector hidrocarburos; 4) P002 Planeación, dirección y evaluación ambiental; 5) G031 Regulación, Gestión y Supervisión Industrial y Comercial del Sector Hidrocarburos; 6) G001 Promoción y regulación de Hidrocarburos, ^{41/} 7) P001 Estudios de Evaluación y Verificación de Hidrocarburos; ^{42/} 8) G002 Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, ^{43/} y 9) G002 Regulación y permisos de hidrocarburos. ^{44/}

Para el periodo 2013-2017, los objetivos de nivel Fin de los programas presupuestarios del componente de conducción de la política P001 "Conducción de la política energética" y P003 "Coordinación de la política energética de hidrocarburos", a cargo de la SENER mostraron

^{40/} Lineamientos para la revisión y actualización de metas, calendarización y seguimiento de las MIR de los Programas presupuestarios, disponible en la página web de "Transparencia Presupuestaria".

^{41/} Este programa era el G004 "Regulación de la exploración y extracción de Hidrocarburos y su recuperación", que la SENER operó de 2013-2014, cuando comenzó a ser operado por la CNH, asimismo, para 2017 se le cambio de nombre.

^{42/} Este programa fue operado por la SENER con la clave P007 "Realizar estudios de evaluación, cuantificación y verificación de las reservas de hidrocarburos. Para 2015 se pasa su operación a la CNH con el mismo nombre y ya para 2017 se cambia el nombre a "Estudios de Evaluación y Verificación de Hidrocarburos".

^{43/} Este programa era el G006 "Supervisión de los proyectos de exploración, extracción, de hidrocarburos" en cual operó SENER de 2013-2014. Para 2015 lo comenzó a operar la CNH bajo la clasificación G002 y con el mismo nombre, para 2016 y 2016 se cambió el nombre a "Administración Técnica de Asignaciones y Contratos".

^{44/} Este programa operó hasta 2014 bajo la clave y el nombre de G002 "Regulación y supervisión del otorgamiento de permisos y la administración de éstos, en materia de electricidad, gas natural, y gas licuado de petróleo", para el año 2015, la instancia encargada de su operación fue la CRE, la cual lo opero hasta 2016 con ese nombre. Para 2017 se le cambio el nombre a "Regulación y permisos de hidrocarburos".

congruencia en su definición respecto del objetivo nacional en materia de hidrocarburos, toda vez que se enfocaron en contribuir a fortalecer la seguridad operativa, las actividades de apoyo, conocimiento, capacitación, financiamiento y proveer en las distintas industrias energéticas nacionales, mediante la integración de la planeación del sector energía, las condiciones futuras de la oferta y demanda de energía, así como a fortalecer la capacidad productiva y de transformación, mediante la planeación y supervisión del sector y de procesos eficientes y competitivos que proporcionen seguridad energética al país.

Por lo que se refiere a la parte de los ingresos, se observó que la SHCP contó con el programa P001 “Diseño de la política de Ingresos”, en el que el objetivo de fin se enfoca al fortalecimiento de la Hacienda Pública Federal y el objetivo del programa es que se incrementen los ingresos de fuentes confiables y se evite la dependencia de los ingresos de origen petrolero, ya que ello le permitirá al Gobierno contar con estabilidad económica y financiera.

En el caso de los objetivos de fin de los programas G001 “Promoción y regulación de Hidrocarburos”; G002 “Administración técnica de los contratos y asignaciones”, y P001 “Estudios de evaluación y verificación de hidrocarburos”, a cargo de la CNH, se identificó la alineación con los objetivos y metas nacionales y sectoriales, ya que se enfocaron a desarrollar el marco normativo que regule las actividades de exploración y extracción, mientras que de los cuatro objetivos de propósito, uno atiende lo relacionado a la falta de inversión en la exploración y extracción de hidrocarburos y con los otros tres se buscan atender el problema relacionado con los pocos recursos con los que contaban los operadores de la política y la generación de mayores ingresos que puedan ser invertidos en programas de desarrollo social.

En relación con el programa P002 “Planeación, dirección y evaluación ambiental” y G031 “Regulación, gestión y supervisión del sector hidrocarburos” a cargo de la ASEA, se identificó que se corresponden con los objetivos y metas nacionales y sectoriales, y tuvieron la finalidad de fomentar el crecimiento sostenido y sustentable de bajo carbono mediante la dirección, programación, monitoreo y evaluación del sector ambiental y sus objetivos de propósito buscan atender el problema identificado en materia de medio ambiente, ya que su finalidad radica en la regulación y supervisión de las actividades del sector para que se emitan menos contaminantes.

Por último, el objetivo de fin del programa G002 “Regulación y permisos de hidrocarburos” a cargo de la CRE, se enfocó en regular el sector de energéticos que contribuyan al desarrollo de la

infraestructura de transporte, incrementar la provisión de hidrocarburos y el desarrollo económico; además, se alineó con los objetivos y metas nacionales y sectorial; asimismo, el de propósito busca generar valor en el sector energético a partir de la infraestructura, lo que estaría atendiendo al problema del almacenamiento y distribución de los hidrocarburos.

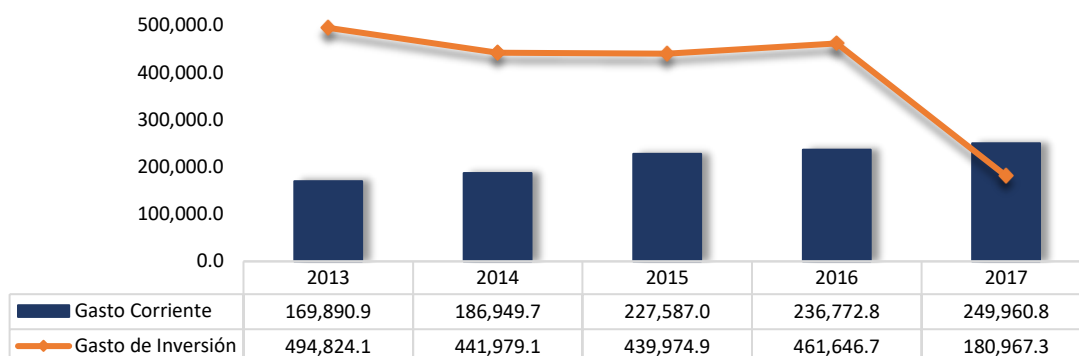
Es importante señalar que, en ninguno de los programas presupuestarios relacionados con la política pública, se incluyó la definición de las poblaciones potencial y objetivo, ni aquella que ha sido atendida en la implementación. En cuanto a la definición de indicadores para evaluar el avance en la consecución de objetivos y metas para contribuir en la solución del problema público, se analizó que los indicadores de la MIR de cada programa presupuestario se alinean con los componentes de la política como se observa en el Anexo I.

e) Presupuesto ejercido

Durante el periodo 2013-2017, se ejercieron 4,306,795.2 mdp, de los cuales, 63.6% (2,741,052.3 mdp) correspondió a los operadores, y 36.4% (1,565,742.8 mdp) a conducción, regulación y supervisión. En 2015 se ejercieron mayores recursos debido, principalmente, a la entrada en operación del FMPED. No obstante, destaca el gasto de inversión de PEMEX, el cual pasó de 416,896.0 en el primer año a 179,967.3 mdp en el último, lo que significó una reducción del 56.8%, mientras que el gasto corriente se incrementó en 46.8% al pasar de 168,584.4 a 247,444.2 millones de pesos, en esos años, el 24.5% (227,587.0 mdp) se destinó a gasto corriente y el 39.5% (439,974.9 mdp), a gasto de inversión. ^{45/} En la gráfica siguiente se presenta el gasto devengado para la reforma energética de 2013 a 2017, desagregado por tipo de gasto; sin embargo, no se incluye el FMPED debido a que su gasto no se divide en corriente y de inversión:

^{45/} Es importante señalar que, en 2013, aún no se instauraba el FMPED por lo que es el año en el que se tuvieron menores ingresos con 664,715.0 mdp, si para 2017 no se considerara el monto del FMPED, encontramos que sería el año con un menor gasto con 430,929.5 mdp, que significa que se ejercieron 233,785.5 mdp menos que en 2013.

GASTO DEVENGADO PARA LA REFORMA ENERGÉTICA: HIDROCARBUROS, 2013-2017
 (Millones de pesos de 2017)



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la Cuenta Pública del periodo 2013-2017, presentada por el Ejecutivo Federal.
 NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

De los 4,306,795.2 mdp devengados para la política de hidrocarburos durante el periodo mencionado, el 63.6% de éstos recursos provino del principal operador, Petróleos Mexicanos (PEMEX), seguido del Fondo Mexicanos del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo (FMPED) con el 28.2% y la Secretaría de Energía (SENER) con el 8.0%. Debido al detrimento en el gasto de inversión, se observó una tasa negativa de 22.2%; sin embargo, esto se vio reflejado de manera positiva para el gasto corriente, que aumentó en un 10.1% en promedio anual; no obstante, en el presupuesto total, contando al FMPED se observó una tasa de crecimiento del 7.1%; si éste no se incluye en el análisis, el crecimiento sería negativo en 10.3%, como se observa en el cuadro siguiente:

GASTO DEVENGADO PARA LA REFORMA ENERGÉTICA: HIDROCARBUROS, 2013-2017
 (Millones de pesos de 2017)

Año	Gasto Corriente (1)	Gasto de Inversión (2)	Total (3)=(1+2)	Monto FMPED (4)	Presupuesto total (5)=(3+4)
2013	169,890.9	494,824.1	664,715.0	n.a.	664,715.0
2014	186,949.7	441,979.1	628,928.7	n.a.	628,928.7
2015	227,587.0	439,974.9	667,561.9	446,063.6	1,113,625.5
2016	236,772.8	461,646.7	698,419.5	326,981.1	1,025,465.2
2017	249,960.8	180,967.3	430,928.1	443,131.2	874,060.8
TOTAL	1,071,161.1	2,019,392.1	3,090,553.3	1,150,032.0	4,306,795.1
TMCA (%)	10.1	(22.2)	(10.3)	(9.5)	7.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Cuenta Pública del periodo 2013-2017, presentada por el Ejecutivo Federal.
 NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.
 n.a. No aplica.

El monto con el que la SHCP participó durante el periodo de análisis, no es significativo, debido a que no fue sino hasta 2016 cuando se creó la unidad de ingresos sobre los hidrocarburos, responsable de operar una parte del programa P001 “Diseño de la Política de Ingresos”. De 2013 a 2015, no es posible identificar el monto que se destinó para la política de hidrocarburos, mientras que para 2016-2017 en promedio se le otorgó el 11.9% del total del presupuesto devengado a dicha unidad.

Resulta relevante mencionar que para la ASEA, el FMPED y el CENAGAS, se tomó el monto devengado de los programas presupuestarios correspondientes de 2015 a 2017, ya que éstos organismos se crearon en 2015. Situación similar aplica a la CRE y la CNH; sin embargo, antes de la reforma éstas ya existían como entidades desconcentradas de la SENER, por lo que los programas que hayan operado de 2013 a 2014 se incluyen en el monto de la secretaría.

GASTO CORRIENTE Y DE INVERSIÓN DE LA REFORMA ENERGÉTICA: HIDROCARBUROS, 2013-2017
 (Millones de pesos de 2017)

Ente	Gasto Corriente	Gasto de Inversión	Total	Participación respecto del gasto total de la política
PEMEX	1,060,995.7	1,678,261.1	2,739,256.8	63.6
FMPED	n.a.	n.a.	1,216,175.9	28.2
SENER	4,842.5	339,634.5	344,476.9	8.0
ASEA	4,930.8	11.7	1,229.6	0.03
CNH	2,279.9	0.0	2,279.9	0.1
CENAGAS	309.2	1,486.3	1,795.5	0.04
CRE	1,448.1	0.0	1,448.1	0.03
SHCP	132.4	0.0	132.4	0.00
Total	1,075,044.5	2,019,393.6	4,306,795.2	100.0

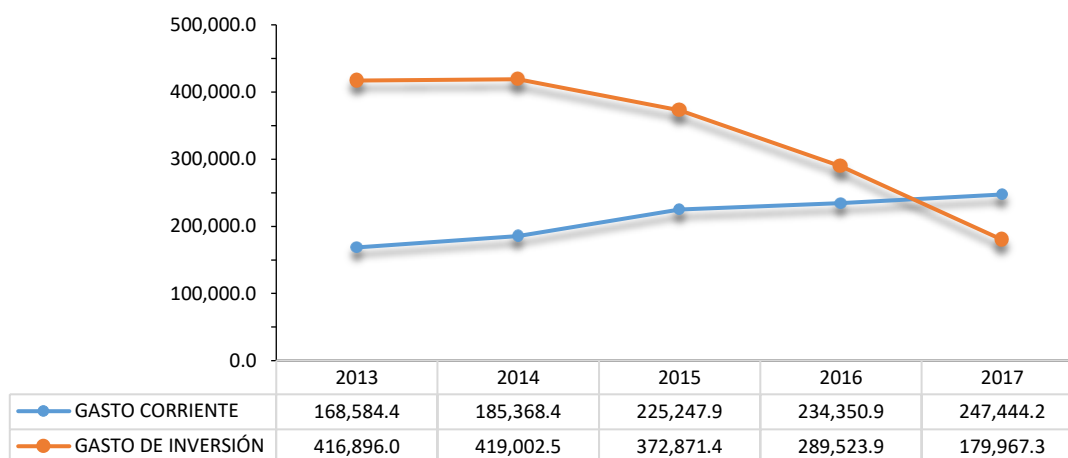
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Cuenta Pública del periodo 2013-2017, presentada por el Ejecutivo Federal.

NOTA Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

^{1/} El FMPED es un fideicomiso público que tiene como fin recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos; y está autorizado por la SHCP a financiar su gasto mediante los recursos disponibles al cierre del ejercicio anterior y los derivados de los intereses recibidos por concepto de derechos y contraprestaciones, por lo que su gasto no está relacionado con programas presupuestarios como en los otros entes.

Es pertinente hacer un análisis del principal operador de la política, PEMEX, que de 2013 a 2017 presentó una tasa de crecimiento negativa de 7.6%, pues pasó de tener un presupuesto total en 2013 de 585,480.4 a 427,411.5 mdp, y disminuyó principalmente el gasto de inversión en un 18.9% en promedio anual, que pasó de 416,896.0 mdp en 2013 a 179,967.3 mdp en 2017. A continuación, se muestra la evolución de su presupuesto:

PRESUPUESTO DE PEMEX POR TIPO DE GASTO, 2013-2017
(Millones de pesos de 2017)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Cuenta Pública del periodo de 2013-2017.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

De la gráfica anterior destaca el hecho de que el gasto de inversión se redujo en 236,928.7 millones de pesos, 56.8% respecto de su nivel en 2013; no obstante, el gasto corriente se incrementó en ese mismo periodo en 78,859.8 millones de pesos, 46.8%, situación que no resulta compatible con los objetivos de la reforma dado que lo que se pretendía incrementar era la inversión y no el gasto corriente.

Situación similar se presenta en la SENER, que ha visto disminuido su presupuesto, tanto en gasto de inversión como en gasto corriente, la cual que puede adjudicarse a que algunos de los programas presupuestarios que tenía, después de 2014 se le otorgaron a la CNH, CRE y CENAGAS. En el cuadro siguiente se presenta la información relativa al presupuesto de la SENER:

EVOLUCIÓN DEL PRESUPUESTO DE LA SENER, 2013-2017
(Millones de pesos de 2017)

Año	Gasto Corriente	Gasto de Inversión	Total
2013	1,306.5	77,928.1	79,234.6
2014	1,581.2	22,976.6	24,557.8
2015	556.0	67,096.2	67,652.2
2016	731.2	170,633.6	171,364.7
2017	667.5	1,000.0	1,667.5
Total	4,842.5	339,634.5	344,476.9
TMCA (%)	(15.5)	(66.3)	(61.9)

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la Cuenta Pública del periodo 2013-2017, presentada por el Ejecutivo Federal.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

La SENER, en materia de hidrocarburos, ha tenido un decremento del 61.9% del total de su presupuesto destinado para este sector. Siendo el gasto inversión el que ha mostrado dicho comportamiento pasando de 77,928.1 mdp en 2013 a 1,000 mdp en 2017, lo que significa que decreció en 66.3% en promedio anual.

La situación de PEMEX y SENER, así como de los demás entes, respecto de los programas presupuestarios que mantienen y operaron durante el periodo se presenta en el Anexo II.

Asimismo, se consideró importante analizar los programas "K", con los que se financiaron proyectos de inversión de mediano y largo plazo. Al cierre de 2017, se registraron 481 proyectos de inversión asociados a nueve programas "K": K002 "Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos", K012 "Proyectos de infraestructura social de asistencia y seguridad social ", K014 "Otros proyectos de infraestructura social", K025 "Proyectos de inmuebles (Oficinas administrativas)", K027 "Mantenimiento de infraestructura", K028 "Estudios de preinversión", K029 "Programa de adquisiciones", K030 "Otros proyectos de infraestructura", K036 "Conservación de la infraestructura marítimo-portuaria", como se muestra en el cuadro siguiente:

PROGRAMAS Y PROYECTOS DE INVERSIÓN ASOCIADOS CON LOS PROGRAMAS “K” DE PEMEX, 2017			
Programa presupuestario	Proyectos	Criterios de la SHCP	
K002 Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos	149	115	Rentabilidad Socioeconómica
		7	Desarrollo Regional
		27	Concurrencia con otros programas y proyectos de inversión
K012 Proyectos de infraestructura social de asistencia y seguridad social	2	2	Desarrollo regional
K014 Otros proyectos de infraestructura social	1	1	Desarrollo regional
K025 Proyectos de inmuebles (oficinas administrativas)	1	1	Otros
K027 Mantenimiento de infraestructura	180	141	Rentabilidad Socioeconómica
		4	Desarrollo regional
		35	Concurrencia con otros programas y proyectos de inversión
K028 Estudios de preinversión	24	20	Rentabilidad Socioeconómica
		1	Desarrollo regional
		3	Concurrencia con otros programas y proyectos de inversión
K029 Programa de adquisiciones	81	47	Rentabilidad Socioeconómica
		2	Desarrollo regional
		23	Concurrencia con otros programas y proyectos de inversión
		9	Otros
K030 Otros Proyectos de infraestructura	32	20	Rentabilidad Socioeconómica
		2	Desarrollo regional
		10	Concurrencia con otros programas y proyectos de inversión
K036 Conservación de la infraestructura marítimo-portuaria	8	8	Rentabilidad Socioeconómica
K002 y K030 Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos y Otros Proyectos de infraestructura ^{1/}	3	3	Rentabilidad Socioeconómica

FUENTE: Elaborado por la ASF; con base en información relacionada con los proyectos de inversión, consultada en <https://www.cuentapublica.hacienda.gob.mx/> en noviembre 2018.

^{1/} Proyectos de Inversión que se reportan registrados con ambos programas K

Los programas K012 “Proyectos de infraestructura social de asistencia y seguridad social”, K014 “Otros proyectos de infraestructura social” y K025 “Proyectos de inmuebles (Oficinas administrativas)” no fueron reportados en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF), no obstante, en la cuenta pública 2017 se reporta una inversión total de 194.9 millones de pesos. Además, los programas K024 “Otros proyectos de infraestructura gubernamental” y K043 “Otros programas de inversión” fueron considerados en el PEF; sin embargo, en la Cuenta Pública del mismo año no se reporta el ejercicio del presupuesto de dichos programas.

De acuerdo con los Lineamientos para la determinación de los requerimientos de información que deberá contener el mecanismo de planeación de programas y proyectos de inversión, ^{46/} las entidades responsables deberán establecer las prioridades entre sus propuestas por orden de ejecución, con base en criterios de: 1. Rentabilidad socioeconómica; 2. Reducción de pobreza

^{46/} Diario Oficial de la Federación, publicado el 16 de enero de 2015.

extrema; 3. Desarrollo regional, 4. Concurrencia con otros programas y proyectos de inversión, y 5. Otros.

En la tabla anterior se muestran los criterios considerados por PEMEX para la aprobación de los 481 proyectos de inversión, en su mayoría corresponden al criterio de rentabilidad socioeconómica incluyendo proyectos como el desarrollo de campos petroleros, el mantenimiento de la capacidad de producción de plantas procesadoras, la rehabilitación de instalaciones y equipo, adquisiciones, entre otros.

Los 481 proyectos de inversión relacionados con los programas “K” de PEMEX son de mediano y largo plazo, la EPE tiene proyectos en marcha desde 1997 y algunos que se concluirán hasta 2048. El monto total actualizado al cierre del 2017 para todos los Proyectos y Programas de Inversión asciende a 5,952,356.4 millones de pesos y en 2017 los recursos totales asignados ascendieron a 191,081.5 mdp, como se muestra en el cuadro siguiente:

MONTOS DE INVERSIÓN TOTAL Y EJERCIDOS EN LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN ASOCIADOS A LOS PROGRAMAS “K”, A CARGO DE PEMEX

Programa presupuestario	Número de proyectos	Periodo de inversión	Montos (Millones de pesos)	
			Inversión total	Ejercido en 2017
K002 Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos	149	1997-2048	5,631,295.0	171,690.7
K012 Proyectos de infraestructura social de asistencia y seguridad social	2	2011-2018	130.1	0.0
K014 Otros proyectos de infraestructura social	1	2012-2017	61.8	0.0
K025 Proyectos de inmuebles (oficinas administrativas)	1	2017-2018	3.0	0.0
K027 Mantenimiento de infraestructura	180	2005-2025	202,275.8	14,250.3
K028 Estudios de preinversión	24	2006-2021	46,184.2	34.3
K029 Programa de adquisiciones	81	2011-2021	20,560.8	1,844.2
K030 Otros Proyectos de infraestructura	32	2003-2002	28,938.0	1,784.7
K036 Conservación de la infraestructura marítimo-portuaria	8	2009-2020	7,138.6	329.5
K002 y K030 Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos y Otros Proyectos de infraestructura	3	2012-2026	15,769.3	1,147.9
TOTAL	481		5,952,356.4	191,081.5

FUENTE: Elaborado por la ASF; con base en información relacionada con los proyectos de inversión, consultada en <https://www.cuentapublica.hacienda.gob.mx/> en noviembre 2018.

Como se puede observar, la asignación de recursos para los programas presupuestarios de la modalidad “K”, a cargo de PEMEX, corresponde a compromisos de mediano y largo plazos, orientados a la producción de los hidrocarburos.

En conclusión, el diseño programático-presupuestal fue alineado con los objetivos esperados por la reforma energética en materia de hidrocarburos; y, en la programación nacional y sectorial de mediano plazo se consideran objetivos, estrategias y líneas de acción que se corresponden con cada

uno de los componentes de la política, lo que permitió identificar el objetivo central de la política en términos de la falta de inversión pública y privada para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como la falta de infraestructura para el almacenamiento y la distribución de gas natural, además de que las actividades se deben de realizar con el cuidado del medio ambiente, atendiendo el problema público; asimismo, se señalaron los medios, en términos de conducción, regulación, supervisión y operación, que permitirán atender sus causas.

También se establecen propósitos en cuanto a incrementar la capacidad producción y distribución para atender la demanda del sector; además de incrementar su contribución al desarrollo económico nacional. Se distingue también la finalidad de incrementar la generación de empleos; no obstante, no fueron claros los medios para lograrlo.

Asimismo, la programación presupuestal se alineó con los medios establecidos para la atención del problema, mediante la ejecución de 24 programas presupuestarios a cargo de la SENER, SHCP, CRE, la CNH, ASEA, CENAGAS y PEMEX que, en su mayoría, se alinearon con la operación de la política. En el caso de la SHCP, el presupuesto que ejerce es sólo de la Unidad de Ingresos de Hidrocarburos. Se considera que los objetivos de nivel propósito de los 25 programas se alinearon con los objetivos que dieron origen a la política.

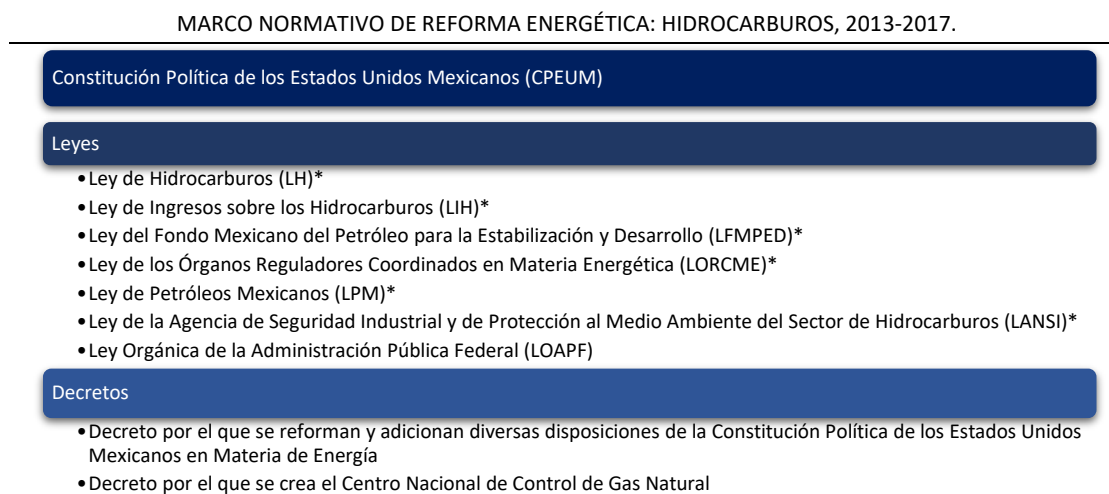
Respecto de los recursos ejercidos por el Ejecutivo Federal anterior, durante el periodo 2013-2017, se presentó una tasa de crecimiento anual del 7.1%, al pasar de 664,715.0 a 874,060.8 mdp; en total, se ejercieron 4,306,795.2 mdp, de los cuales, el 63.64% (2,741,052.3 mdp) correspondió a los operadores, el 36.4% (1,565,742.8 mdp) a conducción, regulación y supervisión. En 2015 se ejercieron mayores recursos debido, principalmente, a la entrada en operación del FMPED. No obstante, destaca el gasto de inversión de PEMEX, el cual pasó de 416,896.0 a 179,967.3 millones de pesos, durante el periodo 2013-2017, lo que significó una reducción del 56.8%, mientras que el gasto corriente se incrementó en 46.8% al pasar de 168,584.4 a 247,444.2 millones de pesos, en esos años.

1.2.2. Diseño normativo-institucional

a) Diseño normativo

El diseño normativo se refiere a la superestructura legal que sustenta jurídicamente la intervención gubernamental y el institucional, a los entes y las dependencias que conforman la estructura orgánica por medio de la cual se instrumenta la intervención y se ejecuta el mandato.

El marco legal que constituyó la Reforma Energética: Hidrocarburos en términos de conducción, regulación-supervisión y operación durante el periodo 2014-2017 se integró por las disposiciones normativas de carácter general, orientadas a reglamentar la actuación de las instituciones que participan en la política, como se presenta en el esquema siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en las disposiciones normativas de la Reforma Energética en Hidrocarburos.

* Leyes de nueva creación, publicadas en el DOF el 11 de agosto de 2014.

La política pública de hidrocarburos del Ejecutivo Federal anterior tiene su origen en la reforma constitucional que da como resultado el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la CPEUM en Materia de Energía, modificando los artículos 25, 27 y 28 constitucionales; con ello se determinó que el Estado tendrá a su cargo, exclusivamente, la exploración y extracción del petróleo y de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, manteniendo siempre la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas; con el propósito de obtener ingresos para el que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, podrá otorgar asignaciones a éstas y, mediante contratos, a particulares, individualmente o en asociación con empresas productivas del Estado; asimismo, los ingresos derivados de las asignaciones y contratos serán recibidos, administrados y distribuidos por Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización

y el Desarrollo.^{47/} Por lo anterior, los artículos constitucionales que rigen a la política energética en materia de hidrocarburos son los modificados por dicho decreto.

Respecto de los hilos conductores de la evaluación, conducción, regulación, supervisión y operación, así como las instituciones encargadas de realizar estas actividades, se realizó el esquema siguiente, con la finalidad de relacionar el objetivo de la ley, con la institución a la que rige y el hilo conductor.

^{47/} DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013.

OBJETO DE LOS INSTRUMENTOS NORMATIVOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA: HIDROCARBUROS

Ley	Objeto	Institución a la que aplica	Hilo
Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.	Establece las atribuciones que le corresponden a las entidades de la Administración Pública Federal.	SENER, SHCP, CRE y CNH	Conducción
Ley de Hidrocarburos.	Reglamenta los artículos 25, párrafo cuarto; 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto de la CPEUM, en materia de Hidrocarburos.	SENER, SCHP, FMPED, CRE, CNH, ASEA, CENAGAS y PEMEX	Conducción, regulación y supervisión y operación
Ley de Ingresos sobre los Hidrocarburos.	Establece el régimen de los ingresos que recibirá el Estado derivados de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se realicen mediante de las asignaciones y contratos; así como las contraprestaciones que se establecerán en los contratos. Además, las disposiciones sobre la administración y supervisión de los aspectos financieros de los contratos.	SHCP y FMPED	Conducción, regulación y supervisión.
Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo.	Establece las normas para la constitución y operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.	SHCP y FMPED	Conducción, regulación y supervisión.
Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.	Regula la organización y funcionamiento de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y establece sus competencias.	CRE y CNH	Regulación y supervisión
Ley de la Agencia de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos.	Crea la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, como un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con autonomía técnica y de gestión. Así como la regulación y supervisión de la seguridad industrial y seguridad operativa; las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones, y el control integral de los residuos y emisiones contaminantes.	ASEA	Regulación y supervisión
Ley de Petróleos Mexicanos.	Regula la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de la empresa productiva del Estado Petróleos Mexicanos, así como el establecimiento del régimen especial en materia de: empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, remuneraciones, adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras, bienes, responsabilidades, dividendo estatal, presupuesto y deuda.	PEMEX	Operación
Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Gas Natural.	Creación del Centro Nacional de Control del Gas Natural, como un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía y sus atribuciones.	CENAGAS	Operación

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la LOAPF, LH, LIH, LFMPED, LORCME, LANSI, LPM y el Decreto por el que se crea el CENAGAS, publicados en el DOF el 11 de agosto de 2014 y el 28 de agosto de 2014, respectivamente.

La SENER tiene las atribuciones de establecer, conducir y coordinar la política energética de México, así como de regular su cumplimiento, priorizando la seguridad y diversificación de fuentes energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente. Asimismo, diseñó los términos y condiciones técnicas de los contratos de exploración y extracción, así como el establecimiento del modelo de contratación para cada área contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la Nación.

- Artículo 33, Frac. I de la LOAPF.
- Artículo 29 de la LH

Respecto de la regulación y supervisión, además de lo que la LOAPF le atribuye, la SENER podrá regular y supervisar los permisos de tratamiento y refinación del petróleo; el procesamiento de gas natural y la exportación e importación de hidrocarburos. Asimismo, podrá sancionar en materia de exploración y extracción de hidrocarburos en el ámbito de su competencia.

- Artículo 80, 85 y 86, de la LH

La SHCP es la responsable de: a) establecer las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de las licitaciones y contratos; b) determinar las variables de adjudicación de los contratos para obtener en el tiempo ingresos que contribuyan al desarrollo de largo plazo, y c) verificar el correcto pago de regalías, cuotas contractuales y demás contraprestaciones.

- Artículo 12 de la LH

Los ingresos derivados de las asignaciones y contratos serán recibidos, administrados, invertidos y distribuidos por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED), un fideicomiso público, constituido por la SHCP, como fideicomitente, y el Banco de México, como institución fiduciaria, y se encargará de realizar pagos, distribuirlos a los fondos y a la Tesorería de la Federación; asimismo, calculará las contraprestaciones derivadas de los contratos.

- Artículos 1 y 16 de la LFMPED.
- Artículo 35, 37 de la LIH

Respecto de la CRE, se encarga de regular las actividades relacionadas al sector energético, en materia de hidrocarburos le corresponde regular y proveer del desarrollo eficiente de las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, así como el expendio público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolífero, petroquímico y bioenergéticos. Asimismo, sancionará el incumplimiento de la regulación en precios o tarifas, las disposiciones de calidad, cantidad y medición de hidrocarburos y petrolíferos, entre otros.

- Artículos 41, frac. I y II de la LORCME.
- Art. 70, párrafo 4 y 86 frac. II, de la LH

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) adjudica los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos; asimismo, regula y supervisa las actividades del sector, para ello emitirá la regulación aplicable y sancionará en caso de incumplimiento. Además, proporcionará asesoría técnica a la SENER en la selección de las áreas contractuales; recopilará información geológica y operativa; autorizará los servicios de reconocimiento y exploración superficial; realizará licitaciones, asignará a los ganadores y suscribirá contratos para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, así como la regulación en la materia y la administración técnica de las asignaciones y contratos, y la supervisión de los planes de extracción que maximicen la productividad.

- Artículos 38 de la LORCME.
- Artículo 85, frac. II de la LH

Respecto de la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector de hidrocarburos, la Agencia de Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (ASEA), se encarga de regular y supervisar la seguridad industrial, las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones, así como el control integral de los residuos y emisiones contaminantes. Esto lo podrá hacer mediante la realización de visitas de inspección, auditorías o verificaciones; asimismo, mediante la emisión de Normas Oficiales Mexicanas y podrá sancionar la inobservancia de las mismas.

- Artículos 1, 6, frac. I y II, y 25 de la LANSI

Es relevante mencionar que, aunque la ASEA cuente con su propia ley, sus actos se encontrarán sujetos a las disposiciones emitidas en la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente, principalmente en los reglamentos de ésta, en materia de impacto ambiental, autorregulación y auditorías ambientales, de prevención y control de la contaminación de la atmósfera.

En relación con los operadores de la reforma energética, se encuentra PEMEX como una empresa productiva, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal que tiene como finalidad desarrollar actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales que produzcan valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario, así como procurar el mejoramiento de la productividad que maximicen los ingresos petroleros y, con ello, contribuir al desarrollo nacional. Realiza las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como su recolección, venta y comercialización. PEMEX podrá participar en nombre del Estado Mexicano en las licitaciones de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

- Artículos 2, 4, 5 de la LPM.
- Artículo 16 de la LH

El otro operador de la política es el CENAGAS, un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la SENER, con personalidad jurídica y patrimonio propios, está encargado de la gestión, administración y operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural y, tiene el objetivo de garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios del sistema para contribuir con el abastecimiento del suministro de gas en territorio nacional.

- Artículo 2 del Decreto por el que se crea el CENAGAS.

En el Anexo III se encuentra una descripción detallada del marco jurídico de la política de la reforma energética en materia de hidrocarburos.

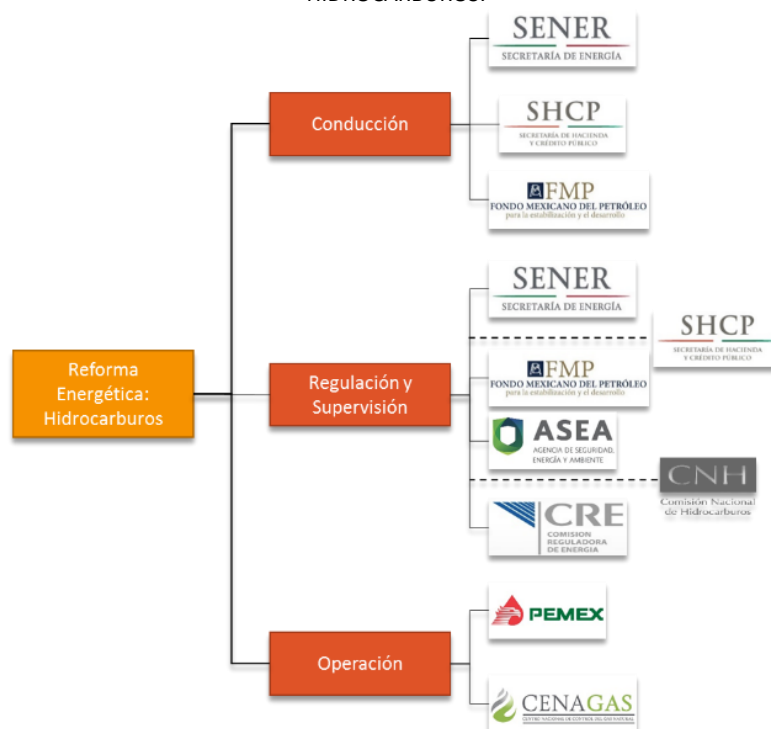
En relación con las disposiciones generales de tipo técnico expedidas por dependencias de la Administración Pública Federal, existen 44 Normas Oficiales Mexicanas (NOM) en materia de hidrocarburos, de las cuales, de las cuales 23 son definitivas, 14 corresponden a proyectos y 7 de NOM de emergencia. De las 23 NOM definitivas 22 se publicaron antes de la reforma y 3 después de la reforma. Adicionalmente, se identificaron 42 normas relacionadas con la regulación de las emisiones del transporte de motores de combustión interna; el diseño, construcción, operación, seguridad y capacitación de los talleres de equipos de carburación; referente al diseño y pruebas de los recipientes transportables para contener gas licuado; los requisitos de seguridad de los recipientes sujetos a presión para contener gas L.P; los requisitos de seguridad que deben cumplir los aparatos de uso doméstico que se utilizan para cocinar alimentos con gas L.P; métodos para la medición por ultrasonido y para la evaluación de espesores en la sección cilíndrica de los recipientes de tipo no portátil destinados a contener gas L.P. Las normas en comento se pueden consultar en el Anexo IV.

b) Diseño institucional

En este apartado se presentan los principales objetivos y atribuciones de los organismos que participan en la política, y se analiza su pertinencia y suficiencia, de acuerdo con el problema público relativo a la falta de inversión en los procesos de exploración, extracción y distribución, así como la elevada carga fiscal para PEMEX, que ha provocado que no se cuente con los insumos e infraestructura suficientes para mantener la producción de petróleo y gas que se requiere para la sociedad, que el Estado asuma todos los riesgos financieros y operativos, que se eleven los precios para los usuarios finales y que exista una elevada exposición a riesgos y ambientales.

A continuación, se señalan las instancias encargadas de la conducción, regulación, supervisión y operación en materia de hidrocarburos:

PANORAMA GENERAL DEL DISEÑO INSTITUCIONAL DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN MATERIA DE HIDROCARBUROS:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por las entidades fiscalizadas.

Referente a la Secretaría de Energía (SENER) es necesario realizar una comparación de cuáles fueron las unidades responsables antes de la Reforma y después de ésta, encargadas del tema de hidrocarburos, con la intención de analizar si existió o no una reestructuración para atender el problema público identificado referente a la conducción, regulación y supervisión:

EVOLUCIÓN DE LAS UNIDADES RESPONSABLES DE LA SENER EN MATERIA DE HIDROCARBUROS

2012	2016
Subsecretaría de Hidrocarburos - Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos - Dirección General de Transformación Industrial - Dirección General de Gas LP	Subsecretaría de Hidrocarburos •Unidad de Políticas de Exploración y Extracción de Hidrocarburos - Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos - Dirección General de Contratos Petroleros •Unidad de Políticas de Transformación Industrial - Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos. - Dirección General de Petrolíferos

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Reglamento Interior de la SENER, publicado en el DOF el 11 de octubre de 2012, y el Manual de Organización de la SENER, publicado en el DOF el 06 de mayo de 2016.

Con base en lo anterior, la Dirección General de Transformación Industrial pasó a ser la Unidad de Políticas de Transformación Industrial, agrupando a las direcciones generales de Gas Natural y Petroquímicos y a la de Petrolíferos, las cuales se relacionan directamente con la reestructuración de PEMEX, ya que los organismos subsidiarios encargados de las actividades actualmente se agrupan en la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria (EPS) denominada PEMEX Transformación Industrial. Asimismo, se creó al Unidad de Políticas de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que absorbió a la Dirección General con el mismo nombre e instituyó a la Dirección General de Contratos Petroleros, la cual se deriva de la Reforma Energética, en la que las actividades de exploración y extracción se abren a la inversión privada. Las facultades de estas unidades se encuentran en el Anexo V.

Referente de la instancia encargada de los aspectos financieros en materia de hidrocarburos, antes y después de la Reforma, es la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) que tiene como objetivo general proponer, dirigir y controlar la política económica del Gobierno Federal en materia financiera, fiscal, gasto, ingresos y deuda pública, con el propósito de consolidar un país con crecimiento económico de calidad. Sin embargo, después de la Reforma, se creó el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo (FMPED) ^{48/}. En conjunto, estas dos instituciones se encargarán tanto de la conducción de la política como de la regulación y supervisión. La organización de la SHCP antes y después de la Reforma fue la siguiente:

EVOLUCIÓN DE LAS UNIDADES RESPONSABLES DE LA SHCP EN MATERIA DE HIDROCARBUROS

2013	2017
Subsecretaría de Ingresos • Unidad de Política de Ingresos no Tributarios. - Dirección General Política de Ingresos no Tributarios.	Subsecretaría de Ingresos • Unidad de Ingresos sobre Hidrocarburos. - Dirección General Adjunta de Diseño Económico de Contratos. - Dirección General Adjunta de Supervisión de Operaciones de Ingresos sobre Hidrocarburos. - Dirección General Adjunta de Análisis y Verificación de Ingresos sobre Hidrocarburos.

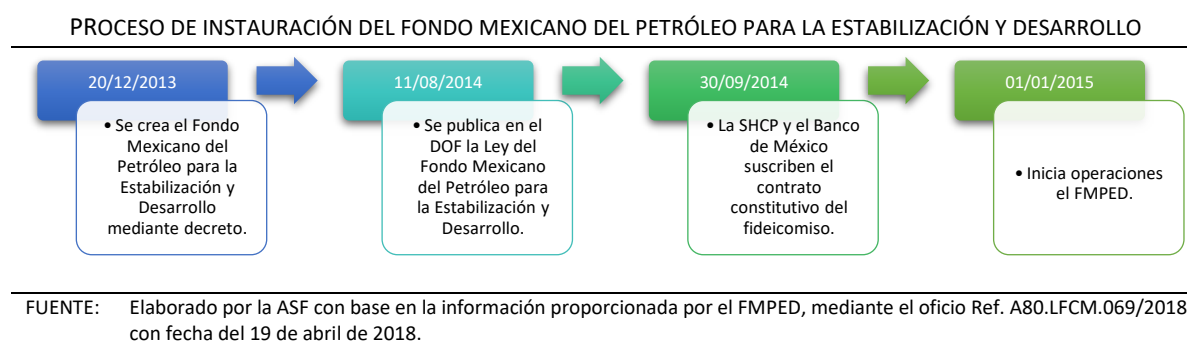
FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en el Reglamento Interior de la SHCP, publicado en el DOF el 11 de septiembre de 1996, reforma publicada el 31 de octubre de 2014, el Manual de Organización General de la SHCP, publicado en el DOF el 08 de marzo de 2013 y el 11 de abril de 2017.

Antes del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), en Materia Energética del 20 de diciembre de 2013, la SHCP no contaba con una unidad especializada en ingresos sobre hidrocarburos, no fue sino

^{48/} El FMPED, es un fideicomiso público, que tiene como fideicomitente a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y como fiduciario al Banco de México, el cual no se considera como entidad paraestatal; asimismo, conduce, regula y supervisa la política pública de hidrocarburos. Las unidades responsables que tendrá para cumplir con esto son: Unidad de Contabilidad y Gestión de Operaciones, Unidad de Programación de Flujos de Contratos y Unidad de Operaciones Financieras. Con mayor información las atribuciones de estas unidades se encuentran en el Anexo V.

hasta 2014, después del decreto, que se instauró esta unidad con tres direcciones generales bajo su cargo, en las que se puede apreciar el papel de supervisión y regulación de la SHCP respecto de los hidrocarburos. Las facultades de estas unidades responsables se presentan en el Anexo V.

En lo que respecta al FMPED, fue creado mediante el decreto ya mencionado del 20 de diciembre de 2013, donde se establece, en el artículo 28, párrafo sexto, de la CPEUM, que "el Estado contará con un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo, cuya institución fiduciaria ^{49/} es el banco central, Banco de México, y tendrá por objeto, en los términos que establezca la ley, recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de la CPEUM, con excepción de los impuestos".^{50/}



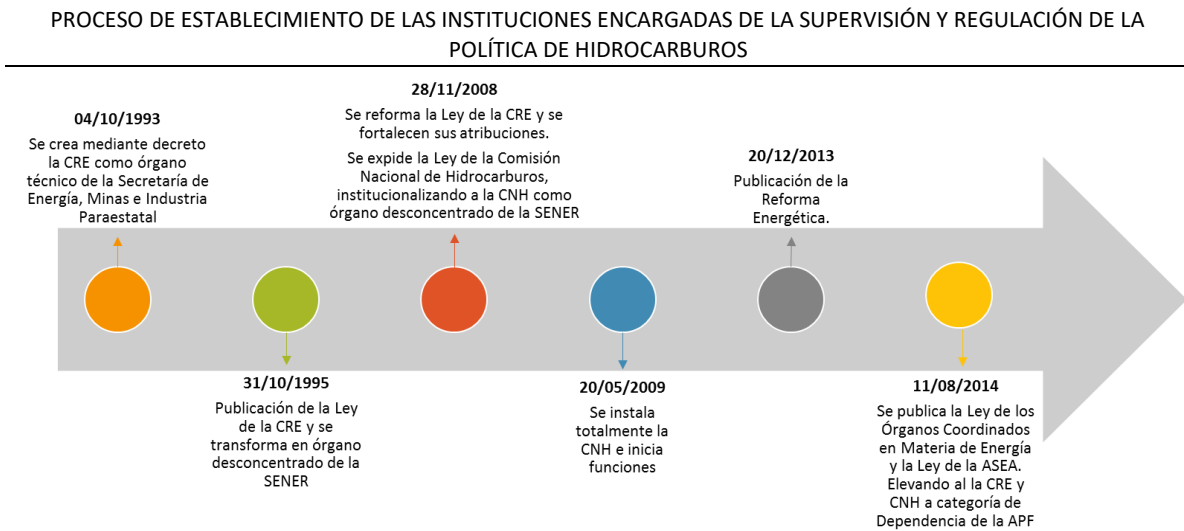
En general, las funciones sustantivas que realiza el FMPED son las siguientes: 1) recibir los ingresos derivados de las Asignaciones y Contratos, y posteriormente, transferirlos a la Tesorería de la Federación, a los fondos de estabilización y fondos sectoriales, conforme a las disposiciones aplicables; 2) administrar los aspectos financieros de los contratos, aquellos relacionados con el cálculo y pago de las contraprestaciones para el Estado y los contratistas, y 3) constituir y administrar una reserva para el ahorro de largo plazo con recursos remanentes que resulten de efectuar las transferencias antes mencionadas al Gobierno Federal, una vez que éstas rebasen en un año

^{49/} El fiduciario es la institución que recibe la transmisión de la propiedad o titularidad de uno o más bienes o derechos, según sea el caso, y a quien el fideicomitente encomienda la realización de un fin lícito determinado; mientras que, el fideicomitente es la persona física o moral que cuenta con la capacidad para realizar la afectación de bienes que el fideicomiso implica. Retomado de: http://www.capufe.gob.mx/site/normateca/normas/105_MANUAL%20DE%20LINEAMIENTOS%20PARA%20EL%20CONTROL%20Y%20MANEJO%20DE%20FIDEICOMISOS_18_mayo_2006/04Definiciones.pdf; consultado el 20 de junio de 2018.

^{50/} DOF, Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), en Materia Energética, publicado en el DOF el 20 de diciembre de 2013.

calendario el 4.7% del PIB, conforme al artículo 16, fracción III, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH).^{51/}

Además de la SENER, la SHCP y el FMPED, hay tres instituciones más encargadas de la regulación y supervisión de la Reforma Energética en materia de hidrocarburos que son la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA). En el esquema siguiente se observa su proceso de instauración:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la CRE mediante el oficio OM-500/32112/2018 del 16 de abril de 2018, la información proporcionada por la CNH mediante el oficio UJ-DGC/234/069/2018 del 13 de abril de 2018, y la Ley de la ASEA, publicada el DOF el 11 de agosto de 2014.

Como se observa en el esquema anterior, la Comisión Reguladora de Energía es la institución con mayor antigüedad, ya que se creó en 1993, seguida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2008 y, finalmente, por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos en 2014. Sin embargo, es importante destacar que actualmente la CRE y la CNH cuentan con nivel de Dependencia de la Administración Pública Federal, mientras que la ASEA es un órgano administrativo desconcentrado de la SEMARNAT.

^{51/} La transferencia de los ingresos a los que se refiere el número uno, se realizará de acuerdo con el siguiente orden de prelación, establecido en el artículo 16, fracción II, de la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo: a) al Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios; b) al Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas; c) al Fondo de Extracción de Hidrocarburos; d) al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos; e) al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética; f) a la Tesorería de la Federación, y g) a la Tesorería de la Federación, los recursos necesarios para que los ingresos petroleros del Gobierno Federal que se destinan a cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación se mantengan en el 4.7% del Producto Interno Bruto. Para efectos del cumplimiento del monto establecido en este inciso se considerarán incluidas las transferencias previstas en los incisos a) a f) anteriores.

En lo que se refiere a la CRE, la unidad responsable de regular al sector de hidrocarburos antes de la reforma era la Dirección General de Hidrocarburos y Bioenergéticos; lo anterior se estableció en el Reglamento Interior del 22 de agosto de 2011. Posteriormente a la reforma, dicho reglamento fue modificado en cuatro ocasiones, siendo la última la del 28 de abril de 2017, en éste, se puede observar que la unidad responsable se transformó en tres unidades. La evolución se muestra en el cuadro siguiente:

EVOLUCIÓN DE LAS UNIDADES RESPONSABLES DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA
 EN MATERIA DE HIDROCARBUROS

2011	2014	2017
Dirección General de Hidrocarburos y Bioenergéticos	- Coordinación de Mercados de Hidrocarburos - Coordinación General de Actividades Permisionadas en materia de Gas Natural - Coordinación General de Actividades Permisionadas en materia de GLP - Coordinación General de Actividades Permisionadas en materia de Petrolíferos - Coordinación General de Ingeniería y Normalización	- Unidad de Gas Natural - Unidad de Gas Licuado de Petróleo - Unidad de Petrolíferos

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en el Reglamento Interior de la CRE, publicado en el DOF el 22 de agosto de 2011, el 28 de noviembre de 2014, y el 28 de abril de 2017.

En 2011, la CRE contaba únicamente con la Dirección General de Hidrocarburos y Bioenergéticos, que tuvo como objetivo, coordinar y supervisar todas las actividades relativas al transporte, almacenamiento y distribución de gas de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo, de los petroquímicos básicos y de los Bioenergéticos, que se realicen por medio de ductos.^{52/} Para 2014, se instauraron cinco coordinaciones, cuatro pretendían principalmente regular los mercados de hidrocarburos, las actividades permisionadas en materia de gas natural, gas LP y petrolíferos, así como también una encargada de supervisar la elaboración de Normas Oficiales Mexicanas (NOM).

En 2017, estas coordinaciones desaparecieron dando origen a tres unidades, que tienen como eje común el proponer el marco regulatorio y su actualización en materia de las actividades que le son conferidas para su atención. Por lo que, si bien, pareciera que la CRE tiene menos unidades responsables para esto, éstas tienen mayor capacidad para cumplir con la regulación y supervisión del sector de hidrocarburos. Las atribuciones específicas de estas unidades se encuentran en el Anexo V.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) fue instaurada en el 2008, cuando se reformaron diversas disposiciones en materia energética, y se le otorgó la figura de órgano desconcentrado de

^{52/} CRE, Manual de Organización General de la Comisión Reguladora de Energía, octubre 2012, p. 29.

la Secretaría de Energía, y tuvo como objeto “regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en matos o yacimiento, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan aceite mineral, crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”. ^{53/} Actualmente el objetivo de la CNH sigue orientado a regular y supervisar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, aunado a que se fomente la inversión y el crecimiento económico de México.

A continuación, se presentan las unidades responsables de la CNH en las actividades relacionadas con el sector de hidrocarburos:

EVOLUCIÓN DE LAS UNIDADES RESPONSABLES DE LA CNH EN MATERIA DE HIDROCARBUROS

2012	2017
• Dirección General de Exploración • Dirección General de Explotación • Dirección General de Regulación y Normatividad • Dirección General de Supervisión • Dirección General de Planeación	• Unidad Jurídica • Unidad Técnica de Exploración • Unidad Técnica de Extracción • Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos de Extracción • Centro Nacional de Información de Hidrocarburos

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Reglamento Interno de la CNH, publicado en el DOF el 12 de junio de 2012, y el 09 de mayo de 2017.

En el cuadro anterior, se observa que antes de la Reforma la CNH contaba únicamente con direcciones generales para atender al sector de hidrocarburos, después de ésta, se instauraron unidades compuestas por direcciones generales con mayor especialización en los temas relacionados con la exploración y extracción de hidrocarburos, así como en los contratos que la CNH puede adjudicar respecto de las actividades ya mencionadas.

Al establecer en unidades administrativas las atribuciones de la CNH, se garantiza que la regulación y supervisión se llevará a cabo en cada una de las actividades para las que está facultada dicha Comisión. Es importante resaltar el establecimiento de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, figura que anteriormente no se tenía considerada, ya que fue a partir de la Reforma Energética que el sector de hidrocarburos se abrió a la inversión no sólo del Estado, sino de los privados o particulares. Las atribuciones específicas de estas unidades se encuentran en el Anexo V.

^{53/} CNH, Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, publicada en el DOF el 28 de noviembre de 2008, abrogada el 11 de agosto de 2014.

Asimismo, dentro de la estructura de la CNH destaca la creación del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), el cual, similar a lo ocurrido con CENAGAS, fue dotado de los datos proporcionados por Petróleos Mexicanos, empresas filiales y subsidiarias, así como del Instituto Mexicano del Petróleo. Con la instauración del CNIH se garantiza, conforme lo indica la Ley de Hidrocarburos, en su artículo 32, que pertenece a la nación la información geológica, geofísica, petrofísica, petroquímica y, en general, la que se obtenga o se haya obtenido de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, así como de exploración y extracción, llevadas a cabo por PEMEX, cualquier otra empresa productiva o persona.

Finalmente, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (ASEA) es un órgano de nueva creación derivado del Decreto de la Reforma Energética, por lo que no cuenta con un antecedente directo, como en el caso del CENAGAS. Como se mencionó previamente, es un órgano desconcentrado de la SEMARNAT y tiene por objeto la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector de hidrocarburos, regulando y supervisando: a) la seguridad industrial y operativa; b) las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones, y c) el control integral de residuos.

La ASEA inicia funciones formalmente el 2 de marzo de 2015, fecha en la que entran en vigor diversas modificaciones a los Reglamentos de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Medio Ambiente del 31 de octubre de 2014, en los que se identifica que las atribuciones relacionadas a las actividades del sector de hidrocarburos que la SEMARNAT, así como la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) tenían a su cargo, pasarán a la Agencia. Por lo que, antes de la reforma las instancias encargadas de regular y supervisar al sector, así como de imponer sanciones, eran la SEMARNAT y la PROFEPA.

Por lo anterior, la creación de la ASEA responde a la necesidad de contar con un órgano especializado que se encargará, de manera exclusiva, de regular las actividades del sector, así como su supervisión, y si fuese necesario, de sancionar las faltas a la legislación aplicable. Las atribuciones de la Agencia, se encuentran en el artículo 5 de su ley, entre las que se pueden destacar las siguientes:

PRINCIPALES ATRIBUCIONES DE LA ASEA

Regular, supervisar y sancionar en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente, en relación con las actividades del sector, incluyendo las etapas de desmantelamiento y abandono de las instalaciones, así como el control integral de los residuos y las emisiones a la atmósfera.					
Regular mediante de lineamientos, directrices, criterios u otras disposiciones administrativas de carácter general necesarias en las materias de su competencia y, en su caso, Normas Oficiales Mexicanas.	Emitir las bases y criterios para que los Regulados adopten las mejores prácticas de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente que resulten aplicables al sector.	Coordinar un programa de certificación en seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente, en relación con el cumplimiento de la normatividad y estándares de desempeño, con base en el principio de autogestión y conforme a los requisitos técnicos que para tal efecto establezca.	Aportar los elementos técnicos sobre seguridad industrial, seguridad operativa y protección ambiental, a las autoridades competentes, para la política energética y ambiental.	Supervisar y vigilar el cumplimiento por parte de los regulados de los ordenamientos legales, reglamentarios y demás normativa aplicable a las materias de su competencia. Podrá realizar y ordenar certificaciones, auditorías y verificaciones, así como llevar a cabo visitas de inspección y supervisión.	Realizar la valoración económica de las externalidades ambientales y riesgos asociados a las instalaciones, actividades y operación del sector, con base en una metodología que tome en cuenta las mejores prácticas internacionales.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el artículo 5, fracciones, I, IV, VI, VIII, XVI y XXII la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos, publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014.

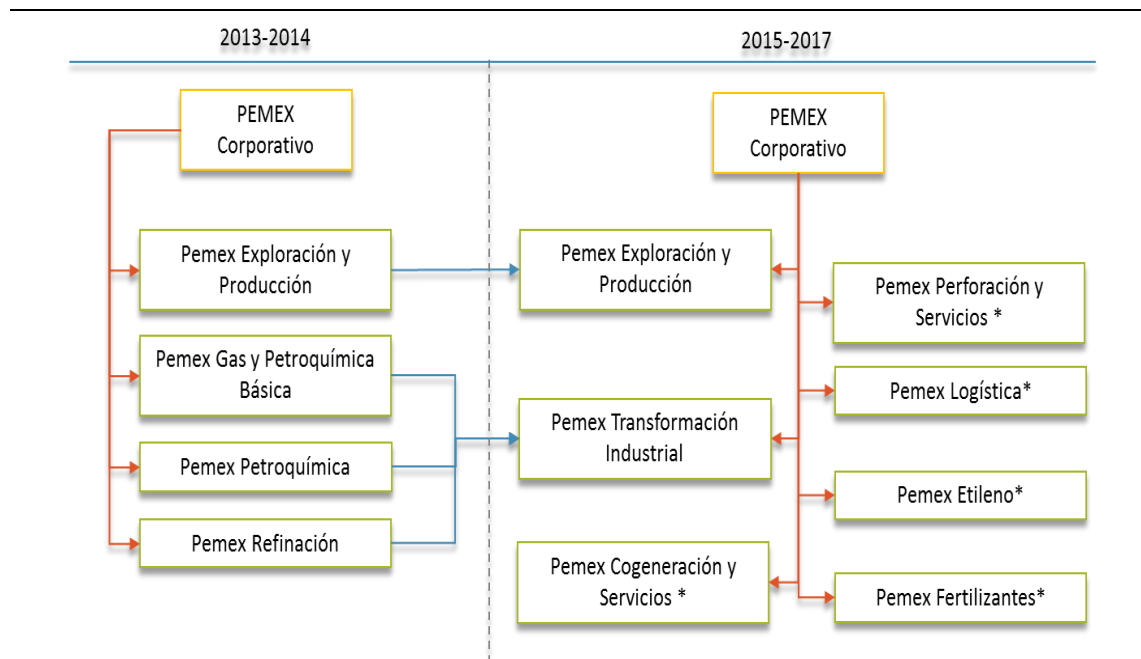
Debido a que la ASEA atiende exclusivamente al sector de hidrocarburos, las unidades administrativas que la conforman se relacionan directamente con el problema público identificado que le da origen a la Reforma Energética, principalmente en lo referente a la exposición a riesgos ambientales. Al crear una instancia que se enfoque sólo en este sector, se intenta regular y, en su caso, sancionar las actividades que estuviesen propiciando este problema. Para identificar específicamente las atribuciones de las unidades responsables de la ASEA consulte el Anexo V.

Respecto del principal operador de la política, antes y después de la reforma, Petróleos Mexicanos (PEMEX), ^{54/} este experimentó una reestructuración. No se instituyeron nuevas unidades responsables, sino que se crearon Empresas Productivas del Estado Subsidiarias (EPS), que sustituyeron a los organismos subsidiarios. A continuación, se muestra la transformación de PEMEX:

^{54/} El objetivo general de PEMEX es el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario, así como actuar de manera transparente, honesta, eficiente, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental, y procurar el mejoramiento de la productividad para maximizar la renta petrolera del Estado y contribuir con ello al desarrollo nacional. Así como llevar a cabo, en términos de la legislación aplicable, la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, así como su recolección, venta y comercialización.

Artículo 4 de la Ley de Petróleos Mexicanos, publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014.

REESTRUCTURACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS

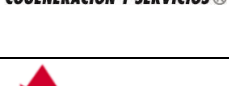
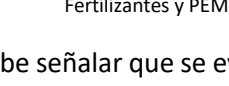


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos, publicado en el DOF el 31 de marzo de 2012; en los Acuerdos de Creación de las Empresas Subsidiarias de Petróleos Mexicanos, PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Transformación Industrial, PEMEX Cogeneración y Servicios, PEMEX Perforación y Servicios, PEMEX Logística, PEMEX Etileno y PEMEX Fertilizantes, publicados en el DOF el 28 de abril de 2015.

* En el Acuerdo CA-128/2014 de la Sesión 882 Extraordinaria del 18 de noviembre de 2014 del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos se aprobó su creación, para su posterior creación en empresas filiales, no obstante, a 2017 seguían siendo consideradas Empresas Productivas del Estado Subsidiarias (EPS).

Como se observa en el esquema anterior, PEMEX pasó de contar con cuatro organismos subsidiarios a poseer siete Empresas Productivas del Estado Subsidiarias. La EPS Exploración y Servicios adoptó los derechos y obligaciones del extinto organismos subsidiario con el mismo nombre, esto se establece en el artículo cuarto transitorio del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción. Acto similar ocurre con la EPS Transformación Industrial, quien se subroga a lo que le correspondía a PEMEX Gas y Petroquímica Básica, PEMEX Petroquímica y PEMEX Refinación.

ATRIBUCIONES DE LAS EMPRESAS PRODUCTIVAS DEL ESTADO SUBSIDIARIAS DE PEMEX, 2017

Empresa Productiva del Estado Subsidiaria	Atribuciones
	Exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país y en el extranjero. Asimismo, llevar a cabo estudios y actividades exploratorias; desarrollar campos de producción de hidrocarburos; administrar los servicios integrales de intervenciones a pozos y el suministro y logística de equipos. Llevar a cabo la recolección y comercialización de hidrocarburos por cuenta propia o a favor de terceros.
	Realizar las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos. Asimismo, almacenamiento, transporte, distribución, compresión, descompresión, licuefacción, regasificación de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
	Proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos.
	Generación, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica, incluyendo, de forma no limitativa, la producida en centrales eléctricas y de cogeneración; así como la provisión de servicios técnicos y de administración asociados a dichas actividades, para Petróleos Mexicanos, empresas productivas subsidiarias, empresas filiales y terceros, por sí misma o a través de empresas en las que participe de manera directa o indirecta.
	Prestar servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados a Petróleos Mexicanos, empresas productivas subsidiarias, empresas filiales y terceros, mediante estrategias de movimiento por ducto y por medios marítimos y terrestres; así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.
	Producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propileno, por cuenta propia o de terceros.
	Producción, distribución y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados, así como la prestación de servicios relacionados.

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en el Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos, publicado en el DOF el 21 de marzo de 2012, y los Decretos de creación la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Transformación Industrial, PEMEX Perforación y Servicios, PEMEX Logística, PEMEX Cogeneración y Servicios, PEMEX Fertilizantes y PEMEX Etileno, publicados en el DOF el 28 de abril de 2015.

Cabe señalar que se evaluarán estas actividades desde la óptica de los trabajos que realiza PEMEX y las demás empresas productivas del Estado Mexicano. Los contratistas y asignatarios que presten los servicios de exploración, extracción transporte y almacenamiento de hidrocarburos, no formarán parte de los operadores de la política pública, ya que no se encuentran a cargo del Estado y su fin no es propiciar beneficio para la sociedad, sino rendimientos propios.

Adicionalmente, derivado de la reestructuración que experimentó PEMEX y con el objetivo de lograr sinergias entre las empresas subsidiarias, se crearon cinco filiales, como se muestran en el esquema siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de Petróleos Mexicanos disponible en: <http://www.pemex.com/nuestro-negocio/filiales/Paginas/default.aspx>, consultada el 01 de febrero de 2019.

De acuerdo con PEMEX las empresas filiales fortalecen el desarrollo de la EPE debido a que llevan a cabo actividades como: terminación y reparación de pozos; servicios de tratamiento, transporte, almacenamiento, operación y mantenimiento de hidrocarburos por ducto, auto-tanque, buque-tanque y carro-tanque; producción, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica.

Entre éstas, PMI Comercio Internacional, realiza actividades de comercialización de petróleo crudo en el mercado internacional y establece alianzas con otros participantes de la industria, mientras que MGI Supply Ltd, realiza operaciones de comercio exterior de gas natural y administra el déficit o superávit del mismo en el Sistema Nacional de Gasoductos.

Durante la revisión de la Cuenta Pública 2017, la ASF realizó una auditoría a PMI Comercio Internacional S.A. de C.V. respecto de la razonabilidad de su diseño, implementación y eficacia operativa del Sistema de Control Interno en los procesos de adquisición, almacenamiento y comercialización de crudo, así como su impacto financiero, con la finalidad de verificar su efectividad para el cumplimiento de objetivos y metas institucionales.

Derivado de lo anterior, la ASF determinó que el diseño, la implementación y la eficacia operativa del Sistema de Control Interno de PMI Comercio Internacional S.A. de C.V. tiene debilidades significativas, de las cuales destacan por su importancias, las siguientes: a) ausencia de una metodología formalizada para la administración de riesgos; b) comercialización de crudo con

fórmulas distintas a las que correspondería, según el tipo de crudo y la región de transacción; c) comercialización de crudo con fórmulas distintas a las aprobadas por el Consejo de Administración, en específico, el Procedimiento para ventas especiales de petróleo crudo mexicano; d) carencia de políticas y procedimientos para ejecutar los servicios de comercialización de los hidrocarburos del Estado, y e) falta de cuidado profesional y supervisión respecto del proceso de licitación para la comercialización de hidrocarburos del Estado.

El hecho de que existan debilidades en uno o más de los elementos de control, amplía el riesgo de que PMI Comercio Internacional no alcance su objetivo principal, lo que provoca que el Consejo General de Administración y la alta dirección no tengan la seguridad razonable de que se cumplan los objetivos de control interno referentes a la operación, información y cumplimiento.

El segundo operador de la Reforma Energética: Hidrocarburos es el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), un órgano descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado en la SENER, que tiene como objetivo general gestionar, administrar y operar el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), para garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios con la finalidad de contribuir con el abastecimiento del suministro de gas natural en territorio nacional. Las atribuciones completas del Centro se encuentran en el Anexo V.

El CENAGAS fue creado mediante decreto, el 28 de agosto de 2014; sin embargo, inició funciones el 24 de febrero de 2015. En su decreto de creación se establece que Petróleos Mexicanos deberá proveer el inventario de su infraestructura relacionada con la infraestructura que se encuentre permitida. El 29 de octubre de 2015, Petróleos Mexicanos y el CENAGAS firmaron un convenio marco y el contrato de transferencia de los activos que conforman los Sistemas Nacional de Gasoductos y Naco Hermosillo. Lo que CENAGAS recibió de Petróleos Mexicanos fue:

Sistema Nacional de Gasoductos	Sistema Naco-Hermosillo
• 87 ductos con 8,610.80 kilómetros de longitud y capacidad de transporte mayor a 5 mil millones de pies cúbicos diarios de gas natural.	• 339.66 kilómetros de longitud y capacidad de transporte de 90 mil millones de pies cúbicos diarios.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información contenida en el enlace http://www.PEMEX.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-099-nacional.aspx, última modificación 29/10/2015.

El CENAGAS es el encargado de la gestión, operación y administración del SISTRANGAS, es importante señalar que éste se compone del Sistema Nacional de Gasoductos y los gasoductos de Tamaulipas, Zacatecas, del Bajío, Ramones I, Ramones II y Ramones Sur.

En relación con el problema público identificado, se encontró que se carece de una infraestructura para mantener la producción de petróleo y gas, lo que conlleva a que la infraestructura para el transporte de éstos también se encuentre limitada, por lo que el CENAGAS tiene la facultad de emitir el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, en este caso para el periodo 2015-2019, emitiendo revisiones anuales.

Por lo anterior, resulta pertinente señalar que en el Plan Quinquenal 2015-2019 se incluyeron 12 proyectos de infraestructura de transporte de gas y una estación de servicio:

PROYECTOS DEL PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTRANGAS 2015-2019

Proyectos del pan quinquenal	Estados beneficiados	Longitud aproximada (km)
1 Gasoducto Tuxpan-Tula	Hidalgo, Puebla y Veracruz	263.0
2 Gasoducto La Laguna-Aguascalientes	Aguascalientes, Zacatecas y Durango	600.0
3 Gasoducto Lázaro Cárdenas-Acapulco	Michoacán y Guerrero	331.0
4 Gasoducto Tula-Villa de Reyes	Hidalgo y San Luis Potosí	420.0
5 Gasoducto Villa de Reyes- Aguascalientes- Guadalajara	Aguascalientes, Jalisco y San Luis Potosí	305.0
6 Gasoducto San Isidro-Samalayuca	Chihuahua	23.0
7 Gasoducto Samalayuca-Sásabe	Chihuahua y Sonora	650.0
8 Gasoducto Jáltipan-Salina Cruz	Veracruz y Oaxaca	440.0
9 Gasoducto Salina Cruz-Tapachula	Oaxaca y Chiapas	400.0
10 Gasoducto Texas-Tuxpan	Tamaulipas y Veracruz	800.0
11 Gasoducto Colombia-Escobedo	Nuevo León	300.0
12 Gasoducto Los Ramones-Cempoala	Nuevo León y Veracruz	855.0
13 Estación de Compresión “El Cabrito”	Chihuahua y Nuevo León	n.a.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019.

A pesar de que el Plan Quinquenal se estableció que 2017 sería la fecha para el inicio de operación de algunos de éstos proyectos, no es así, ya que la mayoría se encuentra en desarrollo y algunos de ellos aún no inician operaciones.

A continuación, se presenta el diseño institucional de la política energética en materia de hidrocarburos para 2017:

DISEÑO INSTITUCIONAL DE LA POLÍTICA PÚBLICA DE LA REFORMA ENERGÉTICA: HIDROCARBUROS, 2017

	Institución	Atribución general	Unidades responsables
CONDUCCIÓN		Establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente.	- Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. - Dirección General de Contratos Petroleros. - Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos - Dirección General de Petrolíferos.
		Proponer, dirigir y controlar la política económica del Gobierno Federal en materia financiera, fiscal, de gasto, de ingresos y deuda pública, con el propósito de consolidar un país con crecimiento económico de calidad.	- Dirección General Adjunta de Derechos, Productos y Aprovechamientos. - Dirección General Adjunta de Diseño Económico de Contratos. - Dirección General Adjunta de Supervisión de Operaciones de Ingresos sobre Hidrocarburos. - Dirección General Adjunta de Análisis y Verificación de Ingresos sobre Hidrocarburos.
		Recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, con excepción de los impuestos; asimismo, realizará el cálculo de las contraprestaciones.	- Unidad de Contabilidad y Gestión de Operaciones. - Unidad de Programación de Flujos de Contratos. - Unidad de Operaciones Financieras.
REGULACIÓN Y SUPERVISIÓN		Regular y supervisar el reconocimiento y la exploración superficial, así como la exploración y la extracción de hidrocarburos, incluyendo su recolección desde los puntos de producción y hasta su integración al sistema de transporte y almacenamiento	- Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos. - Unidad Técnica de Exploración - Unidad Técnica de Extracción. - Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.
		Fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promoverá la competencia en el sector, 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.	- Unidad de Gas Natural. - Unidad de Gas Licuado de Petróleo. - Unidad de Petrolíferos.
		Protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector hidrocarburos a través de la regulación y supervisión de la Seguridad Industrial y seguridad Operativa, las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones, y el control integral de los residuos y emisiones contaminante	- Unidad de Gestión Industrial. - Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial. - Unidad de Gestión, Supervisión, Inspección y Vigilancia Comercial.
OPERACIÓN		El desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario, así como actuar de manera transparente, honesta, eficiente, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental, y procurar el mejoramiento de la productividad para maximizar la renta petrolera del Estado y contribuir con ello al desarrollo nacional. Petróleos Mexicanos tiene por objeto llevar a cabo, en términos de la legislación aplicable, la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, así como su recolección, venta y comercialización.	- Consejo de Administración. - Dirección General. - Empresas Productivas Subsidiarias: - PEMEX Exploración y Producción - PEMEX Cogeneración y Servicios - PEMEX Fertilizantes - PEMEX Etileno - PEMEX Logística - PEMEX Transformación Industrial - PEMEX Perforación y Servicios
		Gestionar, administrar y operar el SISTRANGAS, para garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios con la finalidad de contribuir con el abastecimiento del suministro de gas natural en territorio nacional.	- Dirección Ejecutiva de Operación - Dirección Ejecutiva de Mantenimiento. y Seguridad. - Dirección Ejecutiva de Servicios a Usuarios y Cumplimiento Regulatorio.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en artículo 1 de la Ley de la ASEA; artículo 4 de la Ley de PEMEX; artículo 38, fracción I y 41 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energía; artículo 1 de la Ley del FMPED; artículo 33, fracción I, del Manual de Organización de la SENER; atribuciones Generales del Manual de Organización de la SHCP; apartado 7 denominado “Del Organigrama de la Estructura Básica Organizada (Estructura Organizada) de la CNH; apartado 9 “Estructura Orgánica” del Manual Organización de la CRE; artículo 2 del Reglamento Interior de la SENER; artículo 2 del Reglamento Interior de la SHCP; artículo 4 del Reglamento Interior de la ASEA, y artículos 4 y 10 del Estatuto Orgánico de CENAGAS.

* También regulan y supervisan la política.

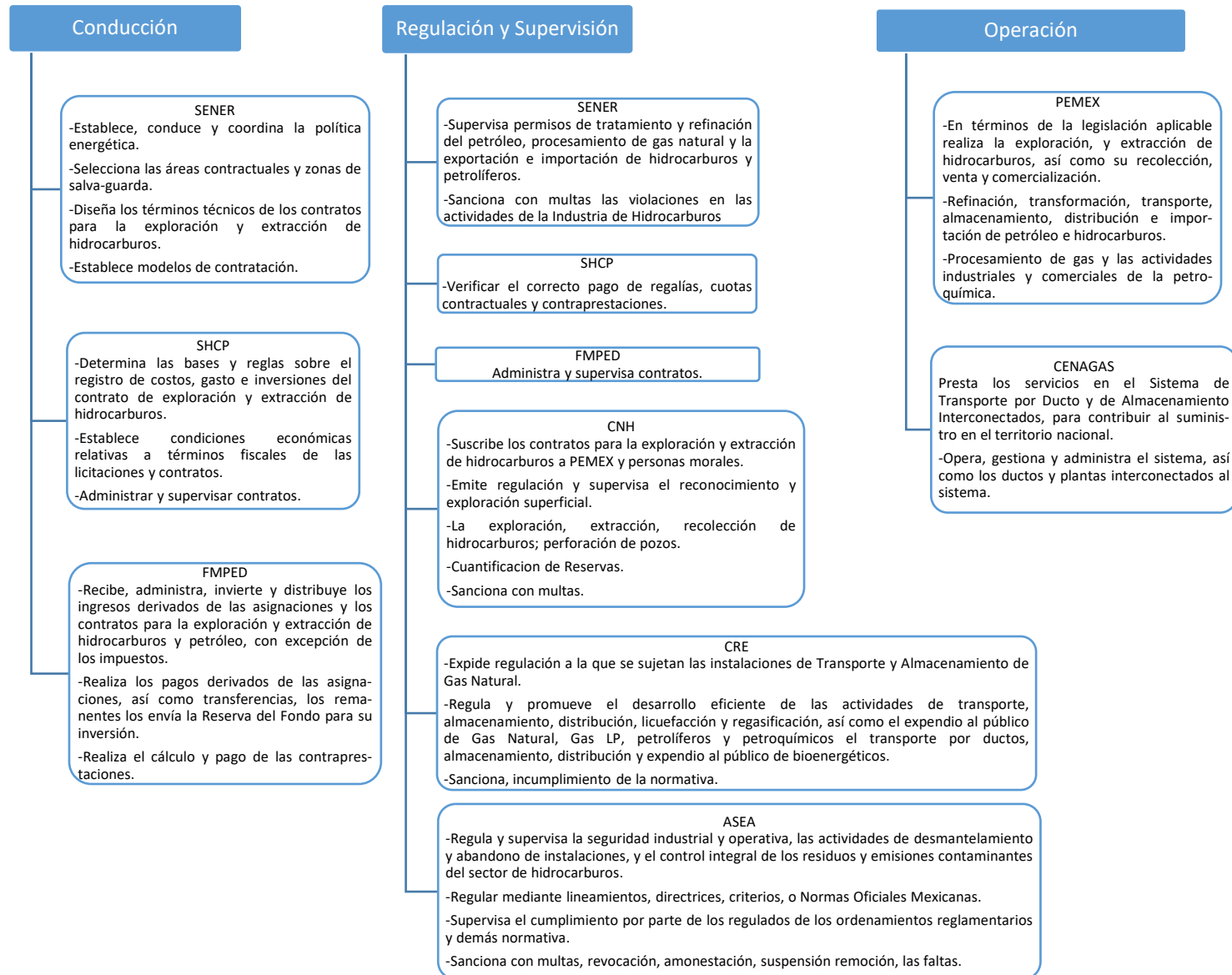
La estructura institucional antes señalada responde a los objetivos establecidos por el Gobierno Federal con la implementación de la política de hidrocarburos para dar atención al problema público relativo a la falta de inversión en los procesos de exploración, extracción, refinación y distribución, así como la elevada carga fiscal para PEMEX, que provoca que no se cuente con los insumos e infraestructura suficientes para mantener la producción de petróleo y gas que se requieren para la sociedad, que el Estado asuma todos los riesgos financieros y operativos, que se eleven los precios para los usuarios finales y que exista una elevada exposición a riesgos ambientales.

El diseño normativo-institucional de la política pública de la reforma energética en hidrocarburos del Ejecutivo Federal anterior se alineó con los documentos de planeación nacional y sectorial de mediano plazo, así como a las estrategias previstas en los mismos, relativas a la reforma en el sector, debido a que define las atribuciones para llevar a cabo la conducción, regulación, supervisión y operación en materia de hidrocarburos, por lo que en opinión de la ASF, cada elemento del problema público identificado en la exposición de motivos de la reforma, así como sus causas fueron abordados por el diseño institucional al definir a las dependencias y entidades responsables y sus atribuciones.

1.2.3. Diseño para la ejecución

En este apartado se describen los procesos de conducción, regulación-supervisión y operación de la política energética en materia de hidrocarburos con el cual se pretende contribuir al objetivo relativo a que los particulares participen en la inversión en los procesos de exploración, extracción, refinación y distribución; disminución de la carga fiscal para PEMEX, la cual se traslada a los participantes, lo anterior a fin de garantizar que se cuente con los insumos e infraestructura suficientes para mantener la producción de petróleo y gas que se requieren para la sociedad; el Estado no asuma todos los riesgos financieros y operativos; se disminuyan los precios para los usuarios finales, y se reduzca la exposición a riesgos ambientales.

A continuación, se presentan los esquemas de ejecución de la política pública, divididos por institución y componentes de conducción, regulación, supervisión y operación:



DISEÑO PARA LA EJECUCIÓN DE LA POLÍTICA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS, 2017

Componente de problema público	Objetivo de la intervención	Población potencial y objetivo	Ámbito geográfico de acción	Tipo de bienes y servicios producidos	Programas presupuestarios relacionados
Conducción - Falta de un marco jurídico adecuado para una mejor producción petrolera, así como de inversión en tecnología que permita la competitividad del país en el ámbito internacional. - El actual sistema fiscal de PEMEX se basa en derechos rígidos, que provocan una elevada carga fiscal. - Falta de recursos económicos para la exploración y producción. - La reducción en el nivel de producción de petróleo y gas natural impide el crecimiento de los ingresos fiscales del Estado, lo que se traduce en menos recursos para para invertir en educación, seguridad social e infraestructura - Falta de congruencia entre la petroquímica básica y la secundaria, que provoca la falta de insumos suficientes, e impide desarrollar la petroquímica secundaria.	- Actualizar el marco jurídico en el que se mantiene la propiedad de la Nación en los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo, se moderniza PEMEX como empresa productiva del Estado sin ser privatizado y se propicia garantizar los estándares de eficiencia, calidad y confiabilidad de suministro, transparencia y rendición de cuentas. - Mejorar la relación de PEMEX con el Estado, con la finalidad de que deje de ser una empresa generadora de ingresos. - Otorgar contratos que permitan multiplicar la capacidad de producción de petróleo y gas natural, con ello, los ingresos fiscales del Estado, lo que se traduce en mayores recursos para para invertir en educación, seguridad social e infraestructura. - Atraer mayor inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país. - Otorgar permisos a PEMEX y a los particulares, para realizar las actividades de tratamiento y refinación del petróleo, así como el procesamiento del gas natural, la intención es integrar los procesos de refinación y petroquímica, lo que significa integrar la cadena productiva.	Población potencial: PEMEX, cualquier otra empresa productiva del Estado o persona moral, que tenga la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer los Hidrocarburos de forma eficiente y competitiva. Población objetivo: $\frac{1}{2}$ 14,852 permisos de petróleo, petrolíferos y petroquímicos. 166 de almacenamiento. 270 de por medios distintos a ductos. 12,346 de expendio. 1,744 de transporte. 269 de comercialización. 22 de comercialización combinado. 35 de permisos provisionales. 494 permisos de gas natural. 264 de transporte. 4 de almacenamiento. 51 de distribución. 20 de compresión. 12 de descompresión.	N a c i o n a l	- Marco normativo en materia de energía. - Informes sobre las principales acciones y resultados alcanzados con la ejecución de las políticas públicas en materia energética publicados. - Proveer al sector energético con documentos e instrumentos de planeación que permitan analizar y prever las condiciones de la oferta y demanda de energía en el país. - Boletines de prensa en materia de política energética publicados. - Llevar a cabo las actividades de regulación y supervisión de operaciones de los permisionarios, relacionados con las actividades de transformación industrial de hidrocarburos.	- P001 Conducción de la política energética. - P003 Coordinación de la política energética en hidrocarburos. - P001 Diseño de la Política de Ingresos.

Componente de problema público		Objetivo de la intervención	Población potencial y objetivo	Ámbito geográfico de acción	Tipo de bienes y servicios producidos	Programas presupuestarios relacionados
Regulación y Supervisión	- El Estado asume todo el riesgo el invertir en actividades de exploración y extracción de petróleo y gas - No se cuenta con condiciones de competencia en las actividades de la venta al público de gasolina y diésel. - Existe exposición a riesgos ambientales en la exploración y extracción de petróleo y gas.	- Los contratos con los particulares permitirán que el Estado no asuma todo el riesgo de invertir en las actividades de extracción y exploración de petróleo y gas, lo que significa que los riesgos recaerán en los operados y la renta petrolera crecerá y seguirá siendo de la nación. - La apertura en las actividades de venta permitirán que a partir de 2015 se adopte un esquema de precios máximos al público en gasolina y diésel, además para 2016 se liberará la importación de gas licuado de petróleo y en 2017 de gasolina y diésel. - Reducir la exposición a riesgos geológicos y ambientales en la exploración y extracción de petróleo y gas.	44 de estaciones de servicios. 2 de licuefacción. 1 de regasificación. 96 de comercialización. 5,516 de gas licuado de petróleo. 214 de transporte. 33 de almacenamiento. 523 de autoconsumo. 1,213 de distribución. 3,405 de expendio. 128 de comercialización.	Nacional	- Supervisar la normatividad establecida para permisos de comercialización de hidrocarburos. - Gestión y desarrollo de los estudios y asesorías relacionadas al sector hidrocarburos. - Información de la estimación de los recursos prospectivos y la cuantificación de reservas. - Administrar y supervisar las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como la emisión de dictámenes y autorizaciones a terceros. - Dictámenes y revisiones técnicas de los planes de desarrollo y para la extracción y exploración. - Revisar la documentación de solicitudes de autorización de perforación de pozos exploratorios y autorizaciones de reconocimiento y exploración superficial. - Información estadística, económica y técnica de la industria de hidrocarburos. - Elaboración y revisión del contenido de las regulaciones que se elaboren. - Seguimiento y verificación del cumplimiento de obligaciones legales de contratistas respecto de los contratos de exploración y extracción formalizados. - Autorización de proyectos en materia de seguridad Industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente. - Regulación y supervisión para que el sector de hidrocarburos opere seguro y limpio.	- G001 Promoción y regulación de hidrocarburos. - G002 Administración técnica de los contratos y asignaciones. - G002 Regulación y permisos de Hidrocarburos. - G031 Regulación, Gestión y Supervisión del Sector Hidrocarburos - P002 Planeación, dirección y evaluación ambiental - P001 Estudio de Evaluación y verificación de hidrocarburos.

Componente de problema público		Objetivo de la intervención	Población potencial y objetivo	Ámbito geográfico de acción	Tipo de bienes y servicios producidos	Programas presupuestarios relacionados
Operación	- Se cuenta con refinerías que no son rentables y eficientes. - Se carece de la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer, de forma competitiva, hidrocarburos de los llamados recursos no convencionales que se encuentran en cuencas de lutitas y en aguas profundas. Además, existe una reducción de reservas probadas, probables y posibles para el suministro de hidrocarburos. - No se cuenta con la infraestructura suficiente ni adecuada para transportar y distribuir el petróleo, el gas natural, ni sus derivados, para satisfacer las necesidades de la industria y de los hogares mexicanos. - Mayor costo de los hidrocarburos por la falta de infraestructura para la distribución, así como restricciones al crecimiento de la industria.	- Establecer un nuevo modelo en el que el Estado permite la participación de la iniciativa privada en la refinación, esta actividad la puede hacer PEMEX con los particulares en el territorio nacional. - Asociar a PEMEX con los particulares para la construcción y operación de nuevas refinerías. - Incrementar la capacidad del Estado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos mediante el otorgamiento de asignaciones a PEMEX y a empresas privadas para poner en producción los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran ociosos por falta de inversión, capacidad de ejecución y tecnología. - Los particulares podrán participar en la transportación, almacenamiento y distribución el petróleo, el gas natural, ni sus derivados, para satisfacer las necesidades de la industria y de los hogares mexicanos. - Promover precios competitivos para los usuarios y la plena competencia en el servicio de transporte, lo anterior mediante la regulación y delimitación de las actividades de cada participante. Se establecerán principios para evitar el acaparamiento y la inhibición de crecimiento en el sector.		N a c i o n a l	- Abastecer a la economía el petróleo crudo, el gas natural y los productos derivados que requiere el país, a precios competitivos, minimizando el impacto al medio ambiente y con estándares de calidad internacionales. - Garantizar el suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos. - Producción, distribución y comercialización de hidrocarburos y mantenimiento de instalaciones.	- B001 Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos. - E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos. - E011 Comercialización de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos. - E012 Actividades destinadas a la operación y mantenimiento de la infraestructura. - E015 Prestación de servicios corporativos. - E016 Servicios de perforación, terminación, reparación, así como actividades y servicios relacionados con los pozos. - K002 Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos - K027 Manteamiento de infraestructura. - K028 Estudios de preinversión. - K029 Programa de adquisiciones. - K030 Otros proyectos de infraestructura. - K036 Conservación de la infraestructura marítimo portuaria. - R005 Compra de acciones o inversiones diversas de PEMEX.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por la Secretaría de Energía; la Comisión de Nacional de Hidrocarburos; la Comisión Reguladora de Energía; la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, y Petróleos Mexicanos.

^{3/} La información corresponde a los permisos otorgados hasta el 4 de junio de 2018.

En el esquema se señalan las instituciones encargadas de la política pública de hidrocarburos, los programas presupuestarios por medio de los cuales se opera la política, la población potencial y objetivo a la que van dirigidas sus acciones, el territorio potencial, así como los fines que pretende conseguir.

La Secretaría de Energía le corresponde establecer, conducir y coordinar la política en materia de energía; seleccionar la áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos y las zonas protegidas, que pueden ser objeto de contratos; diseña y establece el modelo de los mismos; supervisa los permisos de tratamiento y refinación del petróleo, procesamiento de gas natural, la exportación e importación de hidrocarburos y petrolíferos, y sanciona los incumplimientos en las actividades del sector.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos, la Comisión Reguladora de Energía y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos participan con la regulación y supervisión, al garantizar la administración de los contratos; asesorar técnicamente a la SENER; recopilar información geológica y operativa; autorizar los trabajos de reconocimiento y exploración superficial; emitir el marco de legal en materia de exploración y extracción de carburos de hidrogeno, y supervisar y sancionar a los contratistas en materia de protección de las personas, los bienes y el medio ambiente; así como la intervención de los operadores de la política, Petróleos Mexicanos y el Centro Nacional de Control de Gas Natural, para mantener la producción de petróleo y gas que requiere la sociedad, que el Estado no asuma todos los riesgos financieros y operativos; así como para disminuir los precios para los consumidores finales y reducir la exposición a riesgos ambientales.

Los programas presupuestarios que integran la política se complementan de acuerdo con las actividades que llevan a cabo. En el análisis del diseño de ejecución se determinó que el Estado identificó la problemática de la política, para lo cual se establecieron las zonas para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y las de salvaguarda, para las que se han de proporcionar asignaciones y contratos, y se ha de supervisar el cumplimiento del marco jurídico.

Asimismo, se identificó la estructura institucional y los mecanismos con los cuales pretende conducir, regular, supervisar y operar la política para incrementar la inversión en los procesos de exploración, extracción, refinación y distribución; reducir la carga fiscal para PEMEX y los riesgos financieros y operativos del Estado; disponer de los insumos e infraestructura suficientes para

mantener la producción de petróleo y gas que se requieren; reducir los precios para los consumidores y disminuir la exposición a riesgos ambientales, a fin de propiciar el crecimiento económico y la producción de empleos.

En conclusión, en el diseño para la ejecución de la reforma energética en materia de hidrocarburos se definió el problema público, sus causas, así como con las estrategias definidas para su atención, dado que los procesos que realizan los, conductores, reguladores, supervisores y operadores de la política son consistentes con el objetivo de la reforma constitucional en materia de hidrocarburos, al orientarse a garantizar la disponibilidad y estabilidad en la producción y distribución de hidrocarburos a fin de incrementar los ingresos provenientes de este esquema y disminuir los precios para los usuarios finales, impulsar el empleo y el desarrollo económico.

1.2.4. Diseño rendición de cuentas

En este apartado se analizarán los principales documentos de rendición de cuentas que los operadores de la política energética en materia de hidrocarburos deben de presentar ante el Congreso de la Unión, los cuales se enlistan a continuación.

Informe de rendición de cuentas	Periodicidad	Responsable	Ordenamiento legal	Contenido
Informe de Gobierno	Anual	Presidencia	Art. 69 CPEUM	Informa el estado general que guarda la administración pública del país de acuerdo con los objetivos y estrategias previstas en el PND.
Cuenta Pública	Anual	SHCP	Art. 74 CPEUM	Documento que muestra los resultados de la gestión financiera y el cumplimiento de los objetivos contenidos en los programas federales.
Informe de Labores	Anual	SENER, SHCP, FMPED, CNH, CRE, ASEA, PEMEX Y CENAGAS	Art. 93 CPEUM; y 8o. LP	En el marco del Informe de Gobierno, se detalla el avance y grado de cumplimiento de los objetivos y prioridades fijados en la planeación nacional, así como de los resultados obtenidos.
Informe de Ejecución del PND	Anual	Presidencia	Art. 6o. de la LP	Informa los resultados generales de las políticas públicas de acuerdo con la estructura del PND.
Informe sobre la ejecución del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF)	Trimestral	SHCP	Art. 107 de la LFPRH	Se informa el ejercicio del gasto establecido en el PEF, indicadores sobre los resultados y avances de los programas y proyectos en el cumplimiento de los objetivos y metas y de su repercusión social.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la Ley de Planeación, la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación, y la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

El diseño de rendición de cuentas incluyó información de cinco tipos de documentos, en los que se reportó sobre los resultados conforme a la estructura prevista, con el fin de obtener un análisis de

la información contenida, la ASF revisó la información reportada en los últimos informes de Gobierno, de Ejecución del PND, y de labores de la SENER, SHCP, FMPED, CNH, CRE, ASEA y PEMEX, de 2017.

El análisis realizado y consolidado en el cuadro que se encuentra en el Anexo VI, se identificó que de los informes de Gobierno y de Ejecución del PND y con base en las atribuciones específicas de cada institución, se rindieron cuentas respecto de los avances de la ejecución de la política de hidrocarburos. En cuanto a conducción se hizo mención del establecimiento de las bases para la construcción de un nuevo sector energético con mayor competencia, eficiente y eficaz que permita proporcionar energía a toda la nación, atraer inversión, diversificar con energía limpias, reducir los costos y que las EPE transiten hacia una estructura moderna e independiente. En los informes de labores de las instituciones responsables de la conducción se rindió cuentas respecto de los nuevos esquemas de asignaciones y contratos que incentivan la participación de las EPE y de las empresas privadas, bajo reglas claramente definidas y en igualdad de circunstancias, para el desarrollo de una industria energética sustentable, competitiva y eficiente, así como el establecimiento de un nuevo marco jurídico para la administración de los ingresos petroleros, derivados de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, para destinarlos a la inversión en proyectos productivos y de formación de capital humano, o al ahorro de largo plazo.

Sobre la regulación y supervisión se hizo énfasis en la emisión de leyes y disposiciones de carácter técnico que coadyuven al aprovechamiento y aseguramiento de las actividades extractivas y de reconocimiento de carburos de hidrogeno, mediante la consolidación de un sistema robusto y transparente de administración de asignaciones y contratos con regulación eficiente, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales y verificar su cumplimiento, a fin de propiciar la inversión y el crecimiento económico de manera sustentable. En cuanto a la operación, PEMEX rindió cuentas respecto del descubrimiento de un yacimiento de petróleo crudo y gas, el nivel de producción de crudo y gas, el volumen de las reservas probadas, el número de pozos en desarrollo y terminados, la cantidad de petrolíferos transportados y comercializados, así como el estado de la balanza comercial del sector, y el CENAGAS informó sobre el volumen de gas natural transportado por medio del Sistema Nacional de Gasoductos, la utilidad reportada por sus actividades y el cumplimiento de sus obligaciones asociadas con el otorgamiento de permisos del sistema.

Para verificar la efectiva implementación de lo anterior, en los documentos de rendición de cuentas, se analizó el contenido del PEF y la Cuenta Pública, respecto de la política de hidrocarburos, cuyos resultados se presentan a continuación:

DISEÑO DE RENDICIÓN DE CUENTAS CONTENIDO EN EL PEF Y LA CUENTA PÚBLICA, 2017

Aspecto revisado	Cumple		Comentarios
	Sí	No	
1. El PEF y su exposición de motivos identifican el problema público que pretende atender y el gasto asignado a la política pública.		x	En la exposición de motivos del PEF se menciona el cumplimiento de los objetivos del PND en materia de hidrocarburos como una prioridad del gasto público, y el monto aprobado es inferior al de 2016, ya que se consideró que la mayor parte de la instrumentación de la Reforma Energética se realizó en 2015 y 2016 además, y que se eliminaron los apoyos fiscales al Centro Nacional de Control Gas Natural.
2. El contenido de la Cuenta Pública es consistente con el PEF.	x		El contenido de la Cuenta Pública se estructuró de acuerdo con lo establecido en el PEF, en lo referente a la disminución de los recursos ejercidos por la política pública en comparación con 2016.
3. Cumple con el objetivo de informar la forma y el fondo de cómo se ejecutó el presupuesto asignado.		x	La Cuenta Pública señala cómo se aplicaron los recursos de acuerdo con su monto y el programa al que fueron asignados; sin embargo, no muestra análisis de variaciones ni los resultados, además no presenta un análisis detallado del destino del gasto.
4. Informa sobre el logro de los objetivos de los programas y de la política pública.		x	No se reporta información sobre el grado de cumplimiento de los objetivos de los programas ni de la política pública.
5. Informa el avance en la solución de problema público que dio origen a la política.		x	No se identificaron aspectos que informaran respecto de los avances en la solución del problema público de la política de pública de hidrocarburos.
Total	1	4	

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Exposición de motivos del Presupuesto de Egresos de la Federación, el Presupuesto de Egresos de la Federación y la Cuenta de la Hacienda Pública Federal, Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

El cuadro anterior muestra que la programación y el presupuesto asignado a la política pública no es congruente con el problema público que se pretende atender, ya está enfocado en alcanzar los objetivos planteados en el PND; asimismo, carece de información para conocer el ejercicio del gasto público y si los recursos se aplicaron bajo los criterios de economía, eficiencia, eficacia, transparencia y honradez; y no se informa el grado de cumplimiento de los objetivos, ni el avance en la atención de los objetivos y del problema público.

Con la información reportada en los documentos revisados, se cuenta con un panorama general respecto de las atribuciones específicas de las entidades involucradas para llevar a cabo la política pública de hidrocarburos, sus resultados en el cumplimiento de objetivos y metas. Sin embargo, no es posible determinar la relación costo-beneficio, ni la contribución a la solución de la falta de inversión en los procesos de exploración, extracción, refinación y distribución, así como la elevada carga fiscal para PEMEX, la falta de insumos e infraestructura para mantener la producción de petróleo y gas, sin elevar los precios a los consumidores y que exista una elevada exposición a riesgos ambientales.

1.3 Epítome capitular

El Gobierno Federal identificó que el problema público que motivó la reforma energética en materia de hidrocarburos en 2013 fue el siguiente: la falta de inversión, así como la elevada carga fiscal para PEMEX, ha provocado que no se cuente con los insumos e infraestructura para mantener la producción que requieren la sociedad; que el Estado asuma todos los riesgos financieros y operativos; que se eleven los precios para los usuarios finales, y que exista una elevada exposición a riesgos ambientales. Lo que complica la disponibilidad y estabilidad en la producción y distribución de hidrocarburos, afecta los ingresos provenientes de este esquema, eleva los precios para los usuarios finales y frena el crecimiento económico y la generación de empleos.

Del análisis se concluyó que se elaboraron los diagnósticos que justifican los motivos de la reforma, se incluye un escenario base que permitirá medir la evolución de las variables objeto de la intervención, con excepción de los parámetros ambientales, los cuales corresponden al año 1990 y no al 2013; asimismo, se registran carencias en cuanto a las causas del déficit financiero de PEMEX.

Es importante mencionar que, mediante la conducción, regulación-supervisión y operación del sector de hidrocarburos en el ámbito nacional, el Estado de atención al problema descrito, por medio de la SENER, la SHCP, el FMPED, la CNH, la CRE, la ASEA, PEMEX y CENAGAS.

Como resultado de lo anterior la ASF evaluó el diseño de la Reforma Energética en materia de hidrocarburos, en los términos siguientes: a) programático-presupuestal; b) normativo-institucional; c) ejecución, y d) rendición de cuentas.

a) Programático-presupuestal

Respecto del diseño de la política, en el programático-presupuestal se identificaron los objetivos esperados por la reforma energética en materia de hidrocarburos; ya que en la programación nacional y sectorial de mediano plazo se consideraron acciones que corresponden con cada uno de los componentes de la política objetivos, estrategias y líneas de acción que corresponden con cada uno de los componentes de la política, lo que permitió identificar el objetivo central de la política en términos de la falta de inversión pública y privada para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como la falta de infraestructura para el almacenamiento y la distribución de gas natural, además de que las actividades se deben de hacer con el cuidado del medio ambiente, atendiendo el problema público; asimismo, se señalaron los medios, en términos de conducción,

regulación, supervisión y operación, que permitirán atender sus causas. También se establecen propósitos en cuanto a incrementar la capacidad producción y distribución para atender la demanda del sector; además de incrementar su contribución al desarrollo económico nacional. Se distingue la finalidad de incrementar la generación de empleos, aunque no son claros los medios para lograrlo.

La programación presupuestal se vincula con los medios establecidos para la atención del problema, mediante la ejecución de 24 programas presupuestarios a cargo de la SENER, la SHCP, la CRE, la CNH, la ASEA, el CENAGAS y PEMEX que, en su mayoría, se alinean con la operación de la política. En el caso de la SHCP, el presupuesto que ejerce es sólo de la Unidad de Ingresos de Hidrocarburos. Se considera que los objetivos de nivel propósito de esos programas se alinean con los objetivos que dieron origen a la política.

Si bien el mayor gasto dentro de la política lo realiza el FMPED, al ser un fideicomiso no cuenta con un programa presupuestario, por lo que la SHCP le autoriza la obtención de recursos para financiar su gasto de operación mediante el remanente del año anterior y de los intereses que generen los ingresos recibidos por el concepto de derechos y contraprestaciones, por el tiempo que permanezcan en las cuentas del Fondo.

Respecto de los recursos, durante el periodo 2013-2017, se presentó una tasa del 7.1%, en promedio anual, al pasar de 664,715.0 a 874,060.8 millones de pesos, lo cual parece consistente con el objetivo de la reforma, permitiendo la liberación de recursos públicos; en total, se ejercieron 4,306,795.2 millones de pesos, de los cuales, el 63.6% (2,741,052.3 millones de pesos) correspondieron a los operadores, el 36.4% (1,565,742.8 millones de pesos) para conducción, regulación y supervisión. En 2015, fue el año en que se ejercieron mayores recursos debido, principalmente, a la entrada en operación del FMPED.

b) Normativo-institucional

El diseño normativo institucional de la política se relacionó con el problema público señalado en los documentos de planeación nacional y sectorial de mediano plazo, así como a las estrategias previstas en los mismos, relativas a la reforma en el sector, debido a que define las atribuciones para llevar a cabo la conducción, regulación, supervisión y operación en materia de hidrocarburos, por lo que en opinión de la ASF, cada elemento del problema público identificado en la exposición de motivos de la reforma, así como sus causas son abordados por el presente diseño al definir a las instituciones responsables y sus atribuciones.

c) Ejecución de la política pública

El diseño para la ejecución de la reforma energética en materia de hidrocarburos es acorde con el problema público, sus causas, así como con las estrategias definidas para su atención, dado que los procesos que realizan los conductores, reguladores, supervisores y operadores de la política son consistentes con el objetivo de la reforma constitucional en materia de hidrocarburos, al orientarse a garantizar la disponibilidad y estabilidad en la producción y distribución de hidrocarburos a fin de incrementar los ingresos provenientes de este esquema y disminuir los precios para los usuarios finales, impulsar el empleo y el desarrollo económico.

d) Rendición de cuentas

El diseño de rendición de cuentas incluyó información de cinco tipos de documentos, en los que se reportó sobre los resultados conforme a la estructura prevista, con el fin de obtener un análisis de la información contenida, revisando lo reportado en los últimos informes de Gobierno, de Ejecución del PND, y de labores de la SENER, SHCP, FMPED, CNH, CRE, ASEA y PEMEX, de 2017. Asimismo, la programación y el presupuesto asignado a la política pública no es congruente con el problema público que se pretende atender, ya que está enfocado en alcanzar los objetivos planteados en el PND; asimismo, carece de información para conocer el ejercicio del gasto público y si los recursos se aplicaron bajo los criterios de economía, eficiencia, eficacia, transparencia y honradez; y no se informa el grado de cumplimiento de los objetivos, ni el avance en la atención de los objetivos y del problema público.

En el capítulo siguiente, se analiza la implementación de las acciones de los ejecutores de la política pública relativas a la conducción, regulación-supervisión y operación.

2. Implementación de la política pública

2. Implementación

En este apartado se analiza la implementación de las estrategias que dan cumplimiento a las disposiciones establecidas en el diseño de la política de hidrocarburos.

2.1. Conducción

La reforma energética en materia de hidrocarburos dio como resultado que la Secretaría de Energía (SENER) y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) recibieran nuevas atribuciones, además de originar la creación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED). A continuación, se presenta un análisis de sus facultades correspondientes y las acciones realizadas durante el periodo 2013-2017:

ATRIBUCIONES DE LOS CONDUCTORES DE LA POLÍTICA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS, 2017

Fundamento Legal.	Facultad	Avance 2017	Observaciones
Secretaría de Energía (SENER)			
LOAPF, Art. 33, Frac. I.	Establecer, conducir y coordinar la política energética.	✓	En el Plan Nacional de Desarrollo, meta IV. México Próspero, así como en el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018, la SENER ha establecido la política pública de hidrocarburos y ha definido su objetivo en términos de “abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva, por medio de la actualización organizacional de la estructura y regulación de las actividades energéticas.
LH, Art. 29, Frac. I	Seleccionar las áreas contractuales con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).	✓	Las áreas contractuales están asentada en el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019.
LH, Art. 29, Frac. II	Aprobar y emitir el Plan Quinquenal de licitaciones de áreas contractuales, el cual, deberá ser público.	✓	El Plan Quinquenal se publicó en 2015 en el DOF y se han realizado las evaluaciones 2016 y 2017.
LH, Art. 29, Frac. III y Art. 18	Establecer el modelo de contratación para cada Área Contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la Nación, con las opiniones de la SHCP y de la CNH.	✓	Elige entre contratos de servicios, de utilidad, de producción compartida o de licencia. Sólo ha utilizado el de producción compartida y el de licencia.
LH, Art. 29, Frac. IV	Diseñar los términos y condiciones técnicos de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.	✓	Dependen de la actividad que se vaya a realizar en el área contractual y si será individual o por consorcio.
LH, Art. 29, Frac. V	Establecer los lineamientos técnicos que deberán observarse en cada proceso de licitación de los Contratos para la Exploración y Extracción.	✓	Contienen las especificaciones a las que se deberá sujetar el solicitante, las cuales varían dependiendo del tipo de área contractual licitada.
LH, Art. 41 y 42, Frac. I	Proponer las zonas de salvaguarda en las áreas de reserva en las que el Estado determine prohibir las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.	✓	Se decretaron cinco zonas de salvaguarda con base en dictámenes técnicos.
LH, Art. 70, Párr. 5.	Expedir la política pública en materia energética que se requiera para garantizar el suministro confiable y el acceso abierto a los Ductos de Internación de Gas Natural.	✓	Emitió la Política para la implementación del mercado de gas natural (2016), el Mecanismo para implementar la gestión y administración de la capacidad disponible en los ductos de internación por parte del CENAGAS por medio del tablero electrónico versión 2016 y 2017.
LH, Art. 80, Frac. II	Determinar la política pública en materia energética aplicable a los niveles de Almacenamiento y a la garantía de suministro de Hidrocarburos y Petrolíferos, a fin de salvaguardar los intereses y la seguridad nacionales.	✓	Emitió la Política para implementación del mercado de gas natural (2016), Política de almacenamiento mínimo de petrolíferos (Dic 2017) y Política pública en materia de almacenamiento de gas natural (2018).
LH, Art. 80, Frac. IV	Emitir el plan quinquenal de expansión y optimización de la infraestructura de Transporte por ducto y Almacenamiento de Gas Natural.	✓	La SENER emitió el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (2015), el cual, se revisa anualmente.
LH, Art. 80, Frac. V	Dictar los planes de emergencia para la continuidad de las actividades en los Sistemas Integrados de Transporte por ducto y Almacenamiento.	×	Los planes de emergencia no se encuentran disponibles, dado que la SENER actualmente continua trabajando en su elaboración.
LH, Art. 80, Frac. VI	Emitir lineamientos de política pública en materia de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en conjunto con la Comisión Reguladora de Energía (CRE).	✓	En 2017, la SENER publicó el documento denominado “Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos”, así como el Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos en México.

Continúa...

...Continuación

Fundamento Legal.	Facultad	Avance 2017	Observaciones
LH, Art. 101, Frac. VI, Inciso C	Elaborar, con la asistencia técnica de la CNH, las metodologías, parámetros y lineamientos que podrán servir de referencia para determinar el porcentaje de los ingresos del Asignatario o Contratista que le corresponden a los titulares de los terrenos, bienes o derechos en caso de proyectos que alcancen la extracción comercial de Hidrocarburos.	✓	Se han elaborados los Lineamientos que establecen parámetros para determinar la contraprestación por extracción comercial que el asignatario o contratista entregará a los propietarios cuando sus proyectos alcancen la extracción comercial de hidrocarburos.
Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)			
LH, Art. 30, Frac. I	Establecer las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que correspondan, según lo dispuesto en la LIH, en caso de que una migración sea procedente.	✓	Las condiciones económicas relativas a los términos fiscales son de acceso público en su mayoría, excepto las que corresponden a las migraciones de las áreas denominadas Santuario, El golpe y Ek-Balam.
LH, Art. 30, Frac. I	Establecer las condiciones económicas relativas a términos fiscales de las licitaciones y contratos.	✓	
LH, Art. 30, Frac. II	Determinar las variables de adjudicación de los procesos de licitación, en términos de la LIH.	✓	Las variables de adjudicación son de naturaleza económica y están asociadas al porcentaje de recursos que recibe el Estado por los contratos y a los montos comprometidos de inversión. El mecanismo de adjudicación ha sido únicamente por medio de subasta al primer precio a sobre cerrado.
LIH, Art. 5	Publicar un reporte que establezca los rangos de valores de los términos económicos que considerará para incluir en las bases de licitación del año correspondiente, dentro de los primeros 15 días naturales de cada año. En caso de considerar valores fuera de éstos rangos, se justificará en un alcance al reporte anual, el cual se publica en su página de internet.	✓	Presenta los reportes de los años 2015 a 2018 y no se tiene registro de haber considerado valores fuera de los rangos.
LIH, Art. 37, Inciso B, Frac. I	Determinar las bases y reglas sobre el registro de costos, gastos e inversiones del contrato de exploración y extracción de hidrocarburos.	✓	Las bases y reglas sobre el registro de costos, gastos e inversiones del contrato, así como, los correspondientes a la procura de bienes y servicios para las actividades llevadas a cabo al amparo de cada contrato se encuentra en los anexos de éstos, los cuales se analizarán más adelante.
LIH, Art. 37, Inciso B, Frac. II	Determinar las bases y reglas sobre la procura de bienes y servicios para las actividades llevadas a cabo al amparo de cada contrato	✓	
LIH, Art. 47, Frac. I	Determinar las bases y reglas sobre el registro de costos, gastos e inversiones de la Asignación, conforme a los lineamientos que emita.	✓	Las bases y reglas sobre la procura de bienes y servicios para las actividades llevadas a cabo al amparo de una asignación se encuentra descritas en los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos.
LIH, Art. 47, Frac. II	Determinar las bases y reglas sobre la procura de bienes y servicios para las actividades llevadas a cabo al amparo de una Asignación, conforme a los lineamientos que emita.	✓	
LIH, Art. 48, Frac. 5	La Secretaría expedirá las reglas de carácter general que definan los métodos de ajuste para el precio del petróleo que no haya sido exportado.	✓	Se expidieron en 2015, se adicionaron en 2016 y en 2017 se reformaron y adicionaron.

Continúa...

Fundamento Legal.	Facultad	Avance 2017	Observaciones
Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED)			
LIH, Art. 37, Inciso A, Frac. I	Recibir de los contratistas la información y documentación relacionada con los costos, gastos e inversiones, así como con la deducción de dichas inversiones, requeridos para la ejecución del contrato, y llevar un registro de dichos conceptos y, en su caso, de su reconocimiento.	✓	El procedimiento de entrega de información y de pago de contraprestaciones se encuentra en los anexos de los contratos, los cuales son de acceso público. El registro de éstos conceptos se encuentra en la página del FMPED.
LIH, Art. 37, Inciso A, Frac. II	Recibir el pago de las regalías, cuotas contractuales para la fase exploratoria y demás contraprestaciones a favor del Estado establecidas en los Contratos.	✓	
LIH, Art. 37, Inciso A, Frac. IV	Realizar el cálculo y el pago de las Contraprestaciones que, en su caso y conforme a los Contratos, correspondan a los Contratistas.	✓	Los resultados de estas actividades se encuentran publicados en la página del FMPED.
LFMPED, Art. 1	Recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos y petróleo con excepción de los impuestos.	✓	

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Ley de la Administración Pública Federal (LOAPF), la Ley de Hidrocarburos (LIH), la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LIH), la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (LFMPED).

P*: Cumplimiento parcial.

En conclusión, la ASF considera que la SENER ha cumplido con la mayoría de sus atribuciones; no obstante, se observó lo siguiente: no emitió los planes de emergencia para la continuidad de las actividades en los Sistemas Integrados de Transporte por ducto y Almacenamiento, no actualizó las asignaciones de manera mensual y no publicó sus términos y condiciones. Respecto a la SHCP y el FMPED, ambas instituciones han cumplido con sus atribuciones.

Es importante señalar que este marco legal permite, en opinión de la SENER, construir mercados y eliminar barreras a la competencia, busca generar ingresos para el Estado y reducir los riesgos para las finanzas públicas permitiendo realizar las actividades de exploración y extracción por conducto de los asignatarios (PEMEX) y los contratistas (PEMEX y particulares).

En el resultado siguiente se evaluarán las acciones de regulación y supervisión realizadas por los operadores de la política de energía en materia de hidrocarburos, a fin de conocer sus resultados en materia de asignaciones, licitaciones, contratos, permisos, ingresos derivados de las actividades de este sector, y la protección a las personas y al medio ambiente.

2.2. Regulación y Supervisión

En este apartado se analiza la regulación y supervisión de las estrategias que dan cumplimiento a las disposiciones establecidas en el diseño de la política vigente.

2.2.1. Asignaciones

Como resultado de la reforma constitucional de diciembre de 2013 en materia de hidrocarburos, se permitió la entrada de nuevos participantes en las actividades de exploración y extracción por medio de asignaciones a las Empresas Productivas del Estado o contratos a particulares, individualmente o en asociación con Empresas Productivas del Estado, con la finalidad de obtener ingresos que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la nación. Al respecto, la Secretaría de Energía (SENER) es la responsable de establecer el modelo de contratación para cada área contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos, y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), de establecer las condiciones económicas y los términos fiscales, así como de determinar las variables de adjudicación de éstos.

a) Términos y condiciones de las asignaciones y contratos

Las asignaciones son otorgadas por conducto de la SENER y con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) ^{55/}, exclusivamente a PEMEX y a Empresas Productivas del Estado para llevar a cabo actividades de exploración y extracción, ^{56/} con el propósito de obtener ingresos que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la nación, y que PEMEX pueda disponer de recursos para asegurar un nivel de inversión en exploración, desarrollo y extracción sostenible, al mismo tiempo, estar en posibilidad de acceder a nuevas áreas como resultado de las rondas de licitación que posteriormente se emitan.

Como resultado del proceso de adjudicación de asignaciones, PEMEX puede proponer a la SENER, la migración de las asignaciones que sean titulares a: Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE), permitiéndole obtener los beneficios de los contratos y mantener la titularidad de los derechos sobre el área contractual (sin socio); asociado con un Contrato integral de

^{55/} La CNH apoya a la SENER en la selección de áreas de asignación, la administración y supervisión del cumplimiento de los términos y condiciones de éstas, y en la aprobación de los Planes de Exploración y Desarrollo para la Extracción.

^{56/} PEMEX debe solicitar a la SENER la adjudicación de las áreas en exploración y los campos en producción que esté en capacidad de operar, mediante asignaciones; asimismo, debe acreditar que cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para explorar y extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva.

exploración y producción (CIEP) o Contrato de obra pública financiada (COPF), sin necesidad de agotar el procedimiento de licitación, y realizar alianzas o asociaciones con particulares, en la que la selección del socio se llevará a cabo a por medio de licitaciones, las características y el proceso que atiende cada tipo de migración se pueden consultar en el anexo VII de esta evaluación.

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos (LH) le corresponde a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) elaborar las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de los contratos, las labores se dividen entre las siguientes instancias:

DIVISIÓN DE ACTIVIDADES EN LA ELABORACIÓN DE CONTRATOS



- Define las condiciones económicas de los contratos, incluyendo el modelo económico de cada contrato y las variables de adjudicación de la licitación.
- Participa en la supervisión y verificación de los aspectos financieros de los contratos.



- Define las condiciones técnicas de los contratos y asignaciones con base en la política energética de la Nación.
- Selecciona las áreas contractuales a licitar y otorga asignaciones a PEMEX.
- Elige la modalidad contractual.



- Administra los aspectos técnicos de asignaciones y contratos.
- Presta asesoría técnica a la SENER para definir licitaciones de contratos y lleva a cabo el proceso licitatorio.
- Tiene personalidad jurídica para suscribir y administrar los contratos en representación del Estado.
- Regula y supervisa las actividades de exploración y la extracción de hidrocarburos, especialmente la medición.



- Administra los aspectos financieros de los contratos, así como el sistema informático para el intercambio de información.
- Calcula las contraprestaciones.
- Recibe y administra los ingresos petroleros que le corresponden al Estado y realiza transferencias ordinarias al Gobierno.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Ley de Hidrocarburos e información proporcionada por la SENER disponible en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>

En relación con el cuadro anterior, la SHCP es la encargada de definir las condiciones económicas de los contratos, incluido el modelo de cada contrato, en la LH se establecen cuatro: producción compartida, utilidad compartida, licencia y de servicios; no obstante, de estas modalidades contractuales sólo se han utilizado la de producción compartida y licencia; éstos prevén reglas para el pago de las contraprestaciones contractuales, así como mecanismos de certidumbre legal y financiera para los contratistas, establecidas en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH) o en la licitación, como se muestra en el cuadro siguiente:

CONTRAPRESTACIONES CONTRACTUALES PARA LOS CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA Y LICENCIA,
 ESTABLECIDAS EN LA LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS O EN LA LICITACIÓN

Contraprestaciones	¿Dónde se establece?	
	Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos	Licitación
Superficiales	Cuota contractual (ambos) Impuesto por actividad de exploración y extracción (ambos)	n.a.
Como porcentaje de los ingresos	Regalía base (ambos)	Regalía adicional (licencia)
Como porcentaje de las utilidades	n.a.	Participación del Estado en la utilidad (producción compartida)
En efectivo	n.a.	Bono a la firma Bono por empate
Impuestos generales	Impuesto Sobre la Renta	n.a.

FUENTE: Elabora por la ASF con base en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos y con información proporcionada por la SHCP disponible en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>

n.a.: No aplica.

Dependiendo el tipo de contrato, el Estado obtiene el pago de una contraprestación; en los contratos de producción compartida y de licencia recibe una cuota contractual por la fase exploratoria, que es un pago mensual que se actualiza anualmente, calculado sobre la superficie del área, en el que los primeros 60 meses se debe pagar 1,295.0 pesos por cada Km², a partir del mes 61, se paga 3,096.0 pesos por cada Km²; y un impuesto durante la fase de exploración de 1,583.7 pesos y durante la extracción de 6,634.9 pesos; también recibe pagos mínimos garantizados, desde el inicio de la producción, establecidos como porcentaje del valor de los hidrocarburos, denominados regalía base, e impuestos, donde la tasa de recaudación es variable, y aumenta cuando los precios de cada hidrocarburo se incrementan.

Asimismo, la SHCP es la responsable de establecer las variables de adjudicación utilizadas en las licitaciones, en el caso de los contratos de producción compartida es la participación del Estado en la utilidad, y en los de licencia es la regalía adicional; de la licitación uno a la tres es el porcentaje de incremento en la inversión del programa mínimo de trabajo, y en licitaciones posteriores se refiere al factor de inversión adicional, éstas deberán ser de naturaleza económica, con el objetivo de maximizar los ingresos del Estado para lograr el mayor beneficio para el desarrollo de largo plazo; estar asociadas con el monto o porcentaje de recursos que recibe el Estado por los contratos, así como con los montos comprometidos de inversión por los contratistas, y considerar valores mínimos y máximos aceptables, teniendo en cuenta que valores menores evitan que se reduzcan los ingresos del Estado, pero aumenta el riesgo de que una licitación se quede desierta, y que valores elevados restringen las inversiones por encima del compromiso de trabajo.

También se cuenta con instrumentos adicionales que le permiten proteger la recaudación de los ingresos provenientes de los contratos de exploración y extracción hidrocarburos, como el límite de recuperación de costos. Los contratos de producción compartida cuentan con un límite como porcentaje del valor de los hidrocarburos, esto protege al Estado ante una posible erosión a la base gravable debido a la introducción de costos no justificados; mecanismos de ajuste, para la captura de rentabilidad extraordinaria que se produzca por cambios positivos en precios, eficiencias en costos o por descubrimientos adicionales a los esperados, y el Impuesto Sobre la Renta (ISR), todos los contratistas y asignatarios están obligados al pago del ISR, permitiendo que el Estado obtenga al menos un nivel de ingresos mínimos.

El proceso comienza con la elección del tipo de licitación, en donde el mecanismo de adjudicación puede ser, subasta ascendente, descendente y al primer precio a sobre cerrado, la SHCP utiliza este último por ser el instrumento preponderante en la industria de hidrocarburos, dicha subasta se caracteriza porque los participantes entregan su oferta en un sobre cerrado, los sobres se abren hasta que se reciben todas las ofertas, la oferta más alta gana, y se paga un precio igual a la cantidad ofrecida.

b) Asignaciones del Estado a PEMEX

En marzo de 2014, PEMEX solicitó que le fuera otorgado el 83.0% de las reservas 2p, ^{57/} lo que significó 20.6 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce), y el 31.0% de los recursos prospectivos ^{58/} del país, equivalente a 34.8 MMMbpce; la SENER, con la asistencia técnica de la CNH, determinó asignarle el total de las reservas 2p y el 21.0% de los recursos prospectivos, conformando así un portafolio balanceado de proyectos que le permitirá producir 2,500 miles de barriles diarios por los próximos 20.5 años. ^{59/}

^{57/} Las reservas 2p son aquellas que tienen una probabilidad de extracción de al menos 50.0%.

^{58/} Los recursos prospectivos son aquellos cuya existencia puede inferirse con base en información técnica.

^{59/} La solicitud se presentó dentro de los 90 días naturales siguientes a la entrada en vigor del Decreto de reforma constitucional, la SENER revisó la petición, con la asistencia técnica de la CNH, emitió la resolución 180 días posteriores a la fecha de la solicitud, estableciendo la superficie, profundidad y vigencia de las asignaciones procedentes, teniendo en cuenta para las asignaciones de exploración que las áreas en las que PEMEX haya realizado descubrimientos comerciales o inversiones en exploración, es posible que continúe con los trabajos por un plazo de tres años, prorrogables por un período máximo de dos años, en caso de éxito, que continúe con las actividades de extracción, de lo contrario el área en cuestión deberá entregarse al Estado; y para los campos de extracción que PEMEX mantendrá los derechos en cada uno de los campos que se encuentren en producción, ambas consideraciones estarán sujetas a un plan de exploración y de desarrollo que justifique su adecuado aprovechamiento y producción.

La entrega de las asignaciones a PEMEX para llevar a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos constituyó el primer acto de implementación de la política energética, dicho proceso se llevó a cabo mediante la Ronda cero en agosto de 2014, como se muestra a continuación:

TÍTULOS DE ASIGNACIONES PETROLERAS, 2014 ^{1/}
 (Años, unidad y porcentaje)

Tipo de asignación	Vigencia	Número	Participación relativa (%)
Exploración	25	108	22.1
Extracción	20	286	58.5
Resguardo	25	95	19.4
Total	n.a.	489	100.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por la Secretaría de Energía, disponible en <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>

^{1/} Los títulos de asignación contienen 19 numerales en los que se establecen el objetivo y área de asignación; la propiedad de los hidrocarburos; definiciones; vigencia; términos y condiciones; los mecanismos para la reducción del área contractual; condiciones para prórroga; garantías y seguros; contenido nacional; modificación de la asignación; unificación; derechos del asignatario; obligaciones; revocación de la asignación; sanciones; desarrollo de la industria nacional; protección al medio ambiente; impacto social y propiedad de la información.

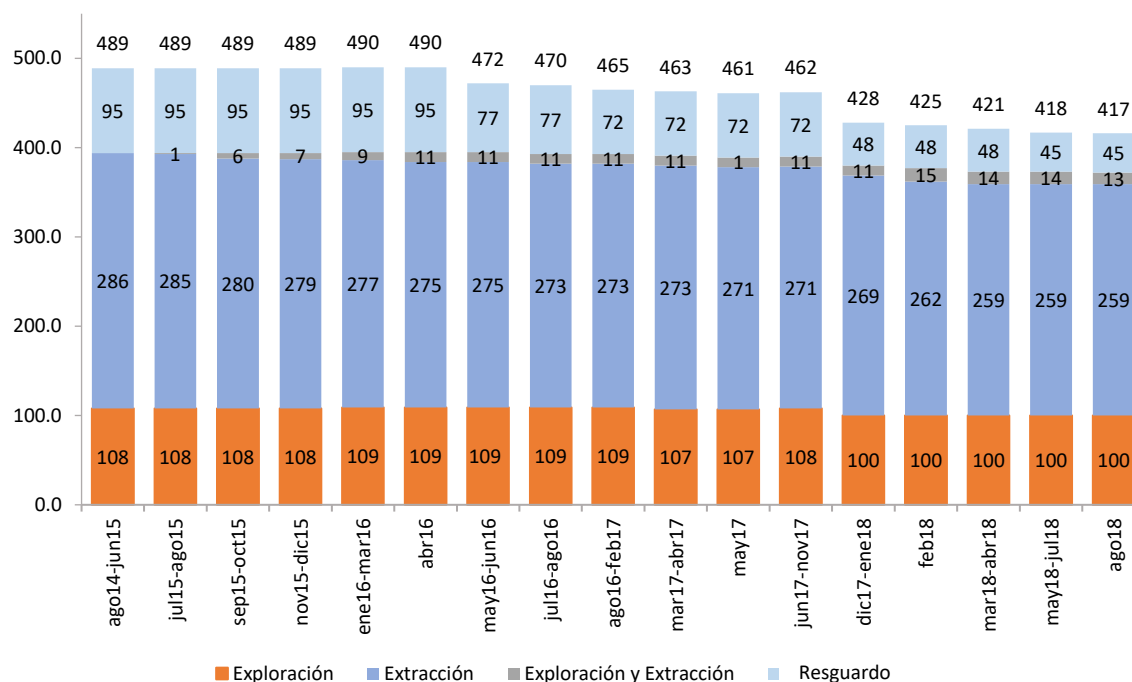
n.a. No aplica.

En 2014, la SENER otorgó a PEMEX 489 títulos de asignaciones petroleras, de los cuales el 22.1% (108) correspondieron a áreas de exploración, 58.5% (286) a campos extracción y el 19.4% (95) a bloques de resguardo; como resultado de los ordenamientos de la SENER y las rondas de licitación de la CNH, a 2018 están vigentes 417.^{60/}

El otorgamiento de nuevas asignaciones y el continuo proceso de modificaciones tuvo por objetivo garantizar el abasto de hidrocarburos en el mediano y largo plazo, y que PEMEX dispusiera de los campos que maximicen el desarrollo y potencial petrolero en diferentes regiones del país, el cambio que han tenido durante el periodo 2014-2018 se muestra a continuación:

^{60/} De las 489 asignaciones de 2014, 11 migraron a Contratos de Exploración y Extracción; 47 se adjudicaron en rondas; 17 se fusionaron con otras asignaciones, y se otorgaron 3 campos más, dando como resultado las 417 vigentes a 2018.

EVOLUCIÓN DE LAS ASIGNACIONES PARA LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS,
 2014-2018



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por la Secretaría de Energía, disponible en <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>

A cuatro años de que se realizó la Ronda cero, 417 asignaciones continúan vigentes, distribuidas de la forma siguiente, 24.0% (100) son de exploración, 62.1% (259) de extracción, 3.1% (13) de exploración y extracción, ^{61/} y 10.8% (45) de resguardo; ^{62/} cabe destacar que desde 2014 se entregaron campos bajo una figura no considerada en la Constitución ni en la legislación secundaria, asignaciones temporales o asignaciones en resguardo, son áreas que PEMEX operaba antes de la reforma y que se consideró otorgar, con el fin de determinar su destino y resguardo, sin que se evaluaran conforme al procedimiento establecido en la Ronda cero, ni acreditara el destino económico que tendrán dichos campos.

Asimismo, la SENER puede revocar una asignación si el asignatario por más de 180 días naturales no inicia o suspenda las actividades previstas en el Plan de Exploración y de Desarrollo para la Extracción (Planes), que no cumpla con el Compromiso Mínimo de Trabajo (CMT), que se presente un accidente grave causado por el asignatario y que remita información falsa, incompleta, o la oculte

^{61/} Son asignaciones que migraron de “Extracción” a “Exploración y extracción”, por lo que se produjo esta nueva clasificación.

^{62/} Son asignaciones que PEMEX no solicitó pero que le fueron entregadas, en ellas se hace el mantenimiento de la producción, debido a que no hay actividades ni inversiones establecidas en un compromiso mínimo de trabajo.

a la SENER, SHCP y la CNH. Corresponde a esta última dar seguimiento a Planes y CMT; ^{63/} no obstante, a 2018 no se ha revocado ningún título de asignación petrolera.

Entre los presuntos beneficios que la migración tiene para PEMEX están el obtener una mayor flexibilidad para reducir la carga fiscal, asociarse con terceros, alcanzar el óptimo desarrollo de los campos, compartir riesgos, obtener fuentes diversas de capital, acceder a tecnologías, mejores prácticas y capacidades y diversificar su portafolio de inversión; así como, el pago de contraprestaciones dependiendo de cada proyecto, ya que cada contrato suscrito dispone de un régimen fiscal con características distintas. A continuación, se muestran las asignaciones migradas a contratos:

MIGRACIÓN DE ASIGNACIONES A CONTRATOS, 2014-2018

Migración	Contrato	Modalidad	Asignaciones	Ubicación	Área
CEE	CNH-MI-EK-BALAM/2017	Producción compartida	2	Aguas someras	63.4
Asociado a un CIEP o COPF	CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017 CIEP		2	Terrestre	153.2
	CNH-M3-MISIÓN/2018 COPF		1		1,692.8
	CNH-M4-ÉBANO/2018 CIEP		1		1,569.1
Asociaciones (Farmout)	CNH-A1-TRION/2016	Licencia	2	Aguas profundas	1,285.2
	CNH-A3-CÁRDENAS-MORA/2018		2	Terrestre	1,668.1
	CNH-A4-OGARRIO/2018		1		156.0
Total	7	n.a.	11	n.a	6,587.8

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx>
 n.a.: No aplica.

De acuerdo con el cuadro anterior, durante el periodo 2014-2018, 11 asignaciones migraron a 7 contratos, ello representó un área de 6,587.8 km², de los cuales uno fue CEE e involucró dos campos en aguas someras en un área de 63.4 km²; tres fueron mediante asociación a un CIEP y COPF que se relacionaron con cuatro bloques terrestres en un área de 3,415.1 km², los cuatro contratos anteriores se llevaron a cabo bajo la modalidad de producción compartida; asimismo, los tres contratos restantes se realizaron por medio de asociaciones estratégicas (farmouts) ^{64/} bajo la modalidad contractual de licencia, se relacionaron con cinco asignaciones, dos en aguas profundas en un área de 1,285.2 km² y tres campos terrestres en un área de 1,824.1 km².

^{63/} El proceso de seguimiento comienza con la selección de una muestra de pozos a ser verificados en campo, que se realiza por medio del análisis de los reportes mensuales que elabora PEMEX y de la supervisión documental que la CNH realiza a los pozos, en el que se revisa y se valida la consistencia de la información; mediante el uso de imágenes satelitales, para identificar inconsistencias respecto de los datos reportados que deriven en visitas de campo, para determinar si se cumple o no con lo establecido en los Planes y CMT.

^{64/} En la industria petrolera un farmout es una asociación estratégica entre una empresa que tiene derechos de explotación y producción con un tercero o varios, a quien le transfieren o algunos de esos derechos. Estos acuerdos pueden tener diferentes metas según sea el contrato. De parte del dueño del bloque se puede pretender: arrendar el uso del subsuelo para incrementar producción, capitalizarse, compartir riesgos, obtener información geológica, obtener acceso a tecnología, liberar capacidad operativa y reducir requerimientos de capital, o simplemente perforar pozos. De parte del arrendatario, el objetivo es acceder al mercado del arrendador y/o asegurar reservas.

En conclusión, como resultado de la implementación de la política pública de hidrocarburos se permitió la entrada de nuevos participantes por medio de la entrega de 489 títulos de asignación, otorgados en 2014 en la Ronda cero, de los cuales el 22.1% (108) correspondieron a campos de exploración, 58.5% (286) a bloques extracción y el 19.4% (95) áreas de resguardo; en 2018, 417 asignaciones continúan vigentes, de las que el 24.0% (100) son de exploración, 62.1% (259) de extracción, 3.1% (13) de exploración y extracción, y 10.8% (45) de resguardo.

Asimismo, durante el periodo 2014-2018, no fue revocada ninguna asignación; 11 títulos migraron a 7 contratos, de los cuales uno fue CEE y relacionó dos campos en aguas someras; tres fueron mediante asociación con un CIEP y COPF e involucraron cuatro bloques terrestres, los cuatro contratos anteriores se llevaron a cabo bajo la modalidad contractual de producción compartida; los tres restantes se realizaron por medio de asociaciones estratégicas farmaouts bajo la modalidad contractual de licencia, se relacionaron con cinco asignaciones, dos en aguas profundas y tres campos terrestres. El resultado de las licitaciones, el número de contratos suscritos, así como los ingresos derivados de éstos se abordan en apartados posteriores.

2.2.2. Licitaciones

En la reforma del 20 de diciembre de 2013 al artículo 27, párrafos 5 y 6, de la CPEUM se establece que con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, conforme a la regulación en la materia emitida con posterioridad.

Para cumplir a lo anterior la Secretaría de Energía elaboró el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, el cual comprende las áreas que se pretende licitar en los próximos cinco años para las actividades de exploración y extracción. En dicho plan se establece que los procesos licitatorios serán públicos, abiertos e internacionales y ejecutados por la CNH, con base en el modelo de contratos y lineamientos técnicos definidos por la SENER y con los términos fiscales establecidos por la SHCP, además de considerar las mejores prácticas en materia de seguridad industrial y protección al medio ambiente.

Es importante señalar que el plan en cuestión se evaluará durante el tercer trimestre de cada año y en su caso se modificará, por lo tanto, debemos de considerarlo como un documento indicativo,

con el que se busca: incentivar la inversión en el sector petrolero de México; coordinar objetivos del sector industrial con la política energética; incrementar el conocimiento del subsuelo, la tasa de restitución de reservas y la plataforma de producción, y ampliar la capacidad del Estado en materia de exploración y extracción de hidrocarburos. En el cuadro siguiente se presenta el contenido del plan quinquenal original, así como las modificaciones a las que ha sido sujeto.

ÁREAS ESTABLECIDAS EN EL PLAN QUINQUENAL DE LICITACIONES PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE
 HIDROCARBUROS, 2015-2019

Recursos prospectivos/remanentes y superficie		Plan Quinquenal 2015 (a)	Plan Quinquenal evaluación 2016 (b)	Plan Quinquenal evaluación 2017 (c)	Plan Quinquenal evaluación 2018 (d)	Variación absoluta (e) ^{2/}	Variación % (f) ^{3/}
Total	Recursos prospectivos (MMbpce)	38,844.1	42,608.1	43,266.6	40,076.6	1,232.5	3.2
	Volumen remanente (MMbpce)	65,944.5	38,221.7	38,221.7	37,841.2	(28,103.3)	(42.6)
	Superficie (Km ²)	235,070.0	262,408.0	262,407.9	212,927.4	(22,142.6)	(9.4)
	Áreas	265	579	536	528	263	99.2

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/41843/Plan_Quinquenal

1/ La información considera la versión definitiva de la primera evaluación realizada durante el primer trimestre de 2015.

2/ (e)=(d)-(a)

3/ (f)=[(((d)) / ((a))) -1] *100

Como se puede observar en el cuadro anterior se han realizado tres evaluaciones al Plan Quinquenal, teniendo como resultado que los recursos prospectivos han incrementado en 3.2% (1,232.5 MMbpce), mientras que el volumen remanente disminuyó en 42.6% (28,103.3 MMbpce). Asimismo, la superficie registrada presentó una baja de 9.4% (22,142.6 Km²); no obstante, las áreas contractuales han incrementado en un 99.2% al pasar de 265 en 2015, a 528 en 2018, lo que significa que la SENER en conjunto con la CNH han actualizado el Plan Quinquenal con la finalidad de incorporar nuevas reservas que puedan ser ofertadas a los particulares en materia de exploración y extracción.

a) Regulación

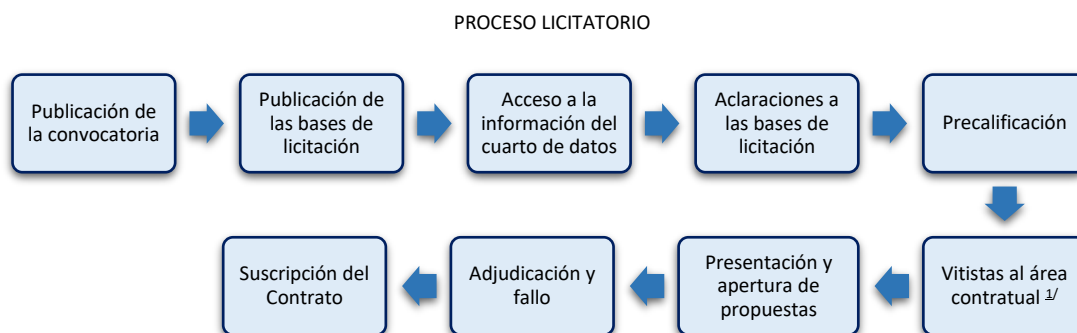
Las adjudicaciones de los contratos se realizan mediante las denominadas “Rondas”, las cuales se dividen en licitaciones. La Ronda uno y dos integraron cuatro licitaciones cada una en el periodo 2014-2017, mientras que, los avances a 2018 tenemos la Ronda tres, la cual cuenta con una licitación completa, y dos en proceso. Asimismo, dependiendo el número de áreas contractuales será el número de contratos que se asignarán, siempre y cuando cumplan con los requisitos establecidos.

RONDA	LICITACIONES
Ronda uno	CNH-R01-L01/2014
	CNH-R01-L02/2015
	CNH-R01-L03/2015
	CNH-R01-L04/2015
Ronda dos	CNH-R02-L01/2016
	CNH-R02-L02/2016
	CNH-R02-L03/2016
	CNH-R02-L04/2017
Ronda tres	CNH-R03-L01/2018
	CNH-R03-L02/2018
	CNH-R03-L03/2018

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/#AdmindeContratos>, consultado el 07 de septiembre de 2018.

Es importante resaltar que para el ejercicio de las licitaciones la CNH emitió las “disposiciones administrativas en materia de licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos” el 28 de noviembre de 2014, y que tienen por objeto establecer y regular los actos y las etapas que se lleven a cabo en los procesos de licitación y adjudicación de Contratos para la Exploración y Extracción, conforme a la Ley de Hidrocarburos, su reglamento, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, su reglamento y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.^{65/}

Dentro de las disposiciones antes mencionadas se define el proceso de licitación que se deberá seguir como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la RESOLUCIÓN CNH.11.001/14 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite las disposiciones administrativas en materia de licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, publicada en el DOF el 28 de noviembre de 2014.

^{1/} Las visitas a las áreas contractuales son opcionales, si el licitante lo requiere la CNH proporcionará los elementos necesarios para realizarla, sino lo desea no afecta al proceso licitatorio.

^{65/} CNH, RESOLUCIÓN CNH.11.001/14 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite las disposiciones administrativas en materia de licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, publicada en el DOF el 28 de noviembre de 2014.

Como se observa en el esquema anterior, posteriormente a la publicación de la convocatoria se emiten las bases de licitación, documento en el cual se pone a disposición de los interesados, los requisitos y formalidades que deben cubrir para participar por la adjudicación de un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos. Éstas se dividen en siete secciones: I. Antecedentes; II. Disposiciones generales; III. Reglas de licitación; IV. Áreas contractuales; V. Programa mínimo de trabajo; VI. Contrato, y VII. Formatos.

De acuerdo con el párrafo anterior, las bases de licitación contienen las reglas de la misma siendo 23 ^{66/} en total, cabe mencionar que si bien la CNH emite dichas reglas para cada uno de los procesos que se realizan en la licitación, las especificaciones en cada uno de éstos serán diferentes para cada una de las mismas, esto es que dependerá de la ubicación del área contractual (terrestre, aguas someras o aguas profundas), del tipo de contrato (licencia o producción compartida) y la actividad para la que se está licitando (exploración o exploración y extracción) para que se determinen éstos criterios. Las descripciones de las 23 reglas de licitación se encuentran en el Anexo VIII de este documento.

Por lo anterior, la ASF determinó que la CNH estableció las reglas que deben seguir las licitaciones; asimismo, se comprobó que en las licitaciones de la Ronda uno, dos y la licitación uno de la Ronda tres se cumplieron con las reglas antes mencionadas, a lo largo del proceso, ya que en las bases de cada licitación se encuentran éstos elementos.

b) Resultado de las licitaciones

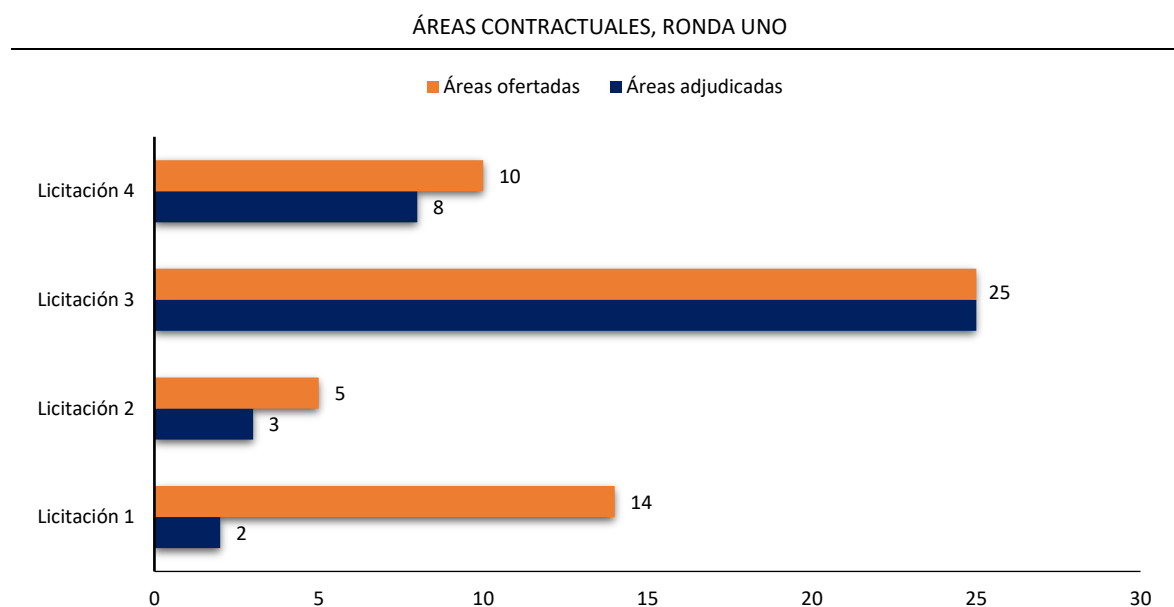
Hasta diciembre de 2017, se dieron por concluidas siete licitaciones, cuatro pertenecientes a la Ronda uno y tres a la Ronda dos; la cuarta licitación de esta última, se concluyó a finales de enero de 2018; mientras que las licitaciones pertenecientes a la Ronda tres, la primera fue concluida el 2 de abril de 2018 con la resolución del Órgano de Gobierno para adjudicación, las dos restantes, de acuerdo con el calendario de licitación, se encuentran en el periodo para solicitar el acceso a la

^{66/} Las 23 reglas de licitación son: 1. Objeto y principios de la licitación, 2. Modificaciones a la convocatoria y bases, 3. Meta de contenido nacional, 4. Compañías que no podrán participar en la licitación, 5. Calendario, 6. Acceso a la información del cuarto de datos, 7. Inscripción a la licitación, 8. Etapa de aclaraciones, 9. Precalificación, 10. Requisitos de precalificación, 11. Integración de los documentos de precalificación, 12. Forma de participación, 13. Integración de la propuesta, 14. Periodo de vigencia de la propuesta, 15. Presentación y apertura de la propuesta, 16. Variables de adjudicación y mecanismos para la determinar al licitante ganador, 17. Causales de desechamiento de la propuesta, 18. Adjudicación y fallo, 19. Licitación desierta, 20. Cancelación de la licitación, 21. Medio de impugnación, 22. Suscripción del contrato y 23. Condiciones de confidencialidad.

información del Cuarto de Datos y realizar el pago correspondiente, que finaliza el 8 de enero de 2019.

Ronda uno

Respecto de la Ronda uno, se llevaron a cabo cuatro licitaciones. De las cuales, dos fueron para la adjudicación de contratos de producción compartida y dos de licencia; las dos primeras para áreas de aguas someras, las otras dos para áreas terrestres y aguas profundas respectivamente.



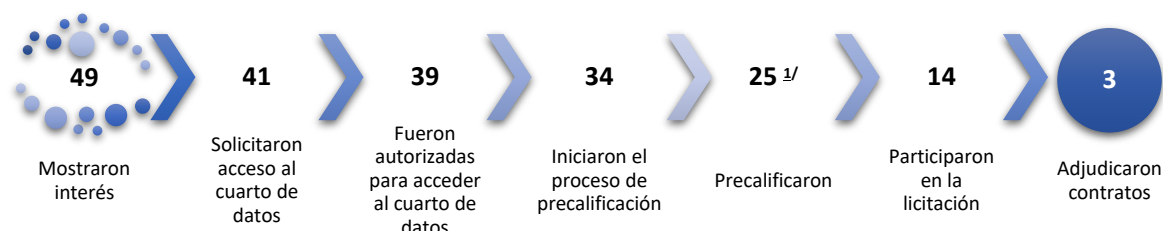
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en CNH, Tablero de Empresas Petroleras en México, disponible en: <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboard-empresas.php>, consultado el 25 de septiembre de 2018.

Como puede observarse durante las licitaciones de la Ronda uno, sólo la Licitación tres alcanzó el 100.0% de adjudicación de las áreas contractuales ofertadas; mientras que la primera adjudicó el 14.0%, dos de catorce áreas; la segunda, el 60.0%, tres de seis áreas, y la cuarta ocho de diez áreas, esto es, el 80.0%.

La licitación uno, adjudicó contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras, ofertando catorce áreas contractuales (también llamados bloques contractuales) ubicadas principalmente en las provincias geológicas de la Cuenca Salina y Macuspana, situadas frente a la costa de Veracruz, Tabasco y Campeche.

En el esquema siguiente se muestra la evolución del número de empresas participantes a lo largo del proceso de la licitación:

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE EMPRESAS PARTICIPANTES EN LA LICITACIÓN UNO DE LA RONDA UNO



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda uno. Aguas Someras. Seguimiento y Transparencia, CNH-R01-L01/2015, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/IO1-seguimiento-y-transparencia/#presentaron>, consultado el 26 de septiembre de 2018, y con base en la presentación “Proceso licitatorio para la adjudicación de los contratos para la exploración y extracción” del 20 de septiembre de 2018 realizada en la Auditoría Superior de la Federación con motivo de las mesas de trabajo para la Evaluación 1590-DE “Reforma Energética: Hidrocarburos”.

1/ En general, si se cuenta por empresa fueron las mismas 34 que iniciaron el proceso de precalificación; sin embargo, se conformaron siete consorcios que agruparon a 16 empresas, mientras que los 18 restantes siguieron individuales.

A pesar de que las empresas que mostraron interés en las áreas contractuales fueron 49 y 41 las que solicitaron acceso a la información del cuarto de datos, pero sólo se les autorizó a 39 por decisión del comité licitatorio que, con base en las reglas de licitación, verificó la documentación entregada y determinó otorgar la negativa a estas dos empresas.

De acuerdo con las “Bases de licitación para la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras – primera convocatoria”, para acceder a la información que conforma el cuarto de datos deberá cubrir la cantidad de 5.3 millones

Monto recaudado por acceso al cuarto de datos:
 206.7 mdp

de pesos (mdp) y lo harán los licitantes a los que se les haya autorizado el acceso. En este caso las 39 empresas pagaron este importe, por lo que el monto recaudado asciende a un total de 206.7 mdp.

De esas 39 empresas, 34 iniciaron el proceso de precalificación, esto es que realizaron los pagos para el acceso al cuarto de datos y de inscripción a la licitación. De acuerdo con las bases de licitación, el pago de inscripción a la licitación ascendió a 280.0 mil pesos por empresa o consorcio, por lo que el total de ingresos por este concepto suma la cantidad de 9.5 mdp. Esta información se abordará detalladamente en el apartado de Ingresos derivados de las actividades del sector de hidrocarburos.

Ingresos por inscripción a la licitación:
 9.5 mdp

Como se señaló en el esquema anterior, precalificaron 34 empresas de las cuales 16 se constituyeron en 7 consorcios y 18 siguieron participando individualmente, por lo que si se suman los 7 consorcios con las 18 empresas restantes da un total de 25 empresas.^{67/} De las 34 empresas, 20 no continuaron con la licitación, entre ellas la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos. De las 14 empresas restantes, 5 participaron de manera individual y 9 en consorcio, como puede observarse en la tabla siguiente:

EMPRESAS QUE PARTICIPARON EN LA LICITACIÓN UNO DE LA RONDA UNO

EMPRESAS	NACIONALIDAD	¿PRESENTARON PROPUESTA PARA LAS ÁREAS CONTRACTUALES?					
		AC 2	AC3	AC4	AC6	AC7	AC12
1 Statoil E&P Mexico, S.A. de C.V.	Noruega	x	x	x	x	✓	x
2 ONGC Videsh Limited	India	x	x	x	✓	x	✓
3 Hunt Overseas Oil Company	Estados Unidos	✓	x	x	x	✓	x
4 Atlantic Rim México, S. DE R.L. DE C.V.	Estados Unidos	x	x	x	x	x	x
5 Cobalt Energía de México, S. de R.L. de C.V.	Estados Unidos	x	x	x	x	x	x
Consorcios							
1 -Eni International B.V.	Italia	x	x	x	x	✓	x
-Casa Exploration, L.P.	Estados Unidos						
-Sierra Oil & Gas, S. de R.L. de C.V.	México	✓	x	x	x	✓	x
2 -Talos Energy LLC	Estados Unidos						
-Premier Oil, PLC.	Reino Unido						
3 -E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A DE C.V.	Argentina	x	x	x	x	✓	x
-Pan American Energy LLC.							
4 -Murphy Worldwide, Inc.	Estados Unidos	x	✓	✓	x	x	x
-Petronas Carigali International E&P B.V.	Malasia						

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda uno. Aguas Someras. Resultados, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/l01-resultados/>, consultado el 26 de septiembre de 2018

NOTA 1: No se agregan las áreas contractuales 1, 5, 8, 9, 10, 11, 13 y 14 debido a que no se presentaron propuestas y se declararon desiertas.

NOTA 2: El nombre de las empresas que se muestran aquí es con el que se registraron para participar, por lo que en algunos casos el nombre de México se encuentra en inglés.

De seis áreas señaladas en el cuadro anterior, únicamente dos fueron adjudicadas, ya que, a pesar de que para los bloques tres, cuatro, seis y doce se presentaron propuestas, el valor de la propuesta

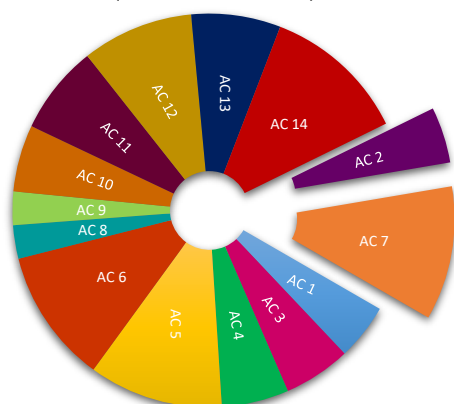
^{67/} Empresas: Atlantic Rim México, S. DE R.L. DE C.V.; BHP Billiton; Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.; Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.; Cobalt Energía de México, S. de R.L. de C.V.; Compañía Española de Petróleos, S.A. (CEPSA) UNIPERSONAL; ExxonMobil Exploración y Producción México, S. de R.L. de C.V.; Hess México Oil and Gas, S. de R.L. de C.V.; Hunt Overseas Oil Company; Lukoil Overseas Netherlands B.V.; Maersk Olie OG GAS A/S; Marathon Offshore Investment Limited; Nexen Energy Holdings International Limited; ONGC Videsh Limited; Pacific Rubiales E&P México S.A.P.I. DE C.V.; Petróleos Mexicanos; Plains Acquisition Corporation; Statoil E&P México, S.A. de C.V., y Total, S.A.

Consorcios: 1) BG Group México Exploration S.A de C.V. con Galp Energía E&P B.V.; 2) ENI International B.V. con CASA Exploration, L.P.; 3) Murphy Worldwide, Inc. con PETRONAS Carigali International E&P B.V.; 4) Pan American Energy LLC con E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A DE C.V.; 5) Talos Energy LLC con Sierra Oil & Gas, S. de R.L. de C.V. yPremier Oil PLC.; 6) Tullow México B.V. con Petrobal S.A.P.I. de C.V., y 7) Woodside Energy Mediterranean Pty LTD con Diavaz Offshore, S.A.P.I DE C.V. yPluspetrol México B.V.

Retomado de: <https://rondasmexico.gob.mx/l01-seguimiento-y-trasparencia/#resultado>, consultado el 26 de septiembre de 2018.

económica se encontraba por debajo de los valores mínimos establecidos por la SHCP para la participación del Estado en la utilidad operativa, para los tres primeros fue del 40.0%, mientras que para el bloque 12 del 25.0%. Asimismo, las empresas Cobalt Energía de México, S. de R.L. de C.V., y Atlantic Rim México, S. DE R.L. DE C.V., no presentaron propuesta para ninguna de las áreas contractuales. Las áreas adjudicadas, dos y siete, fueron otorgadas al mismo consorcio conformado por Sierra Oil & Gas, S. de R.L. de C.V., Talos Energy LLC y Premier Oil, PLC.

SUPERFICIE DE LAS ÁREAS CONTRACTUALES DE LA LICITACIÓN UNO,
RONDA UNO
(Kilómetros cuadrados)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en CNH, Ronda uno. Aguas Someras. Primera convocatoria, primera licitación, disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx>, consultado el 25 de septiembre de 2018.

Respecto de la superficie, como ya se mencionó, se adjudicaron únicamente dos áreas contractuales la dos y la siete, con una superficie de 194.5 y 464.8 kilómetros cuadrados (km²) respectivamente, sumando en conjunto un total de 659.3 km², que representan el 15.6% del total de la superficie ofertada que fue de 4,223.0 km².

La superficie ofertada en la primera licitación representa el 14.5% del total de la ofrecida en la Ronda uno, que fue de 29,149.0 km². Mientras que la adjudicada el 3.2%, 659.3 km² de 20,455.8 km² del total.

En relación con la licitación dos, se adjudicaron contratos de producción compartida para la extracción de hidrocarburos en aguas someras, ofertando cinco bloques, ubicados frente a las costas de Tabasco y Campeche, que contenían reservas probables (2P), razón por la cual los contratos son únicamente para la extracción. En el cuadro, se muestran las reservas de cada área contractual, así como los campos en cada una.

ÁREA CONTRACTUAL	CAMPOS	ACEITE (MMB)	GAS (MMMPC)
A1	Amoca, Miztón y Tecoalli	107.0	69.0
A2	Hokchi	61.0	29.0
A3	Xulum	17.0 ^{1/}	2.0
A4	Ichalkil y Pokoch	68.0	92.0
A5	Misión y Nak	44.0	103.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda uno. Aguas Someras, Áreas Contractuales, disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/102-campos/>, consultado el 27 de septiembre de 2018.

1/ La reserva de aceite corresponde al tipo de aceite pesado, en las cuatro áreas restantes es aceite ligero.

Debido a que el número de bloques por adjudicar fue menor que la licitación uno, el número de empresas que mostraron interés también lo fue; sin embargo, las 36 que mostraron interés fueron

• Acceso al cuarto de datos:
153.7 mdp.

las mismas que solicitaron acceder al cuarto de datos, después de la resolución del comité licitador, se autorizó a 35 el acceso al cuarto, pero de éstas únicamente 29 pagaron los 5.3 mdp., sumando un total de 153.7 mdp.

De las empresas que pagaron su acceso al cuarto de datos, 26 continuaron con el proceso de precalificación, pagando su inscripción a la licitación, que fue de la misma cantidad que en la licitación uno, 280.0 mil pesos, por lo que de esta etapa se recaudó un total de 7.3 mdp.

• Inscripción a la licitación:
7.3 mdp.

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE EMPRESAS PARTICIPANTES EN LA LICITACIÓN DOS DE LA RONDA UNO



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda uno. Aguas Someras. Seguimiento y Transparencia, CNH-R01-L02/2015, disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/102-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, consultado el 27 de septiembre de 2018.

De las 26 empresas que pagaron su inscripción y acceso al cuarto de datos, 10 no precalificaron, entre ellas PEMEX. Aunado a esto, 3 empresas más, pertenecientes a dos consorcios no pagaron ninguno de los aprovechamientos ya mencionados; sin embargo, uno de los miembros de las asociaciones sí lo hizo por lo que, de acuerdo con las bases de licitación,^{68/} tienen derecho a participar en el proceso, estas empresas fueron: Pan American Energy LLC, Talos Energy LLC y Carso Oil and Gas S.A. de C.V., las últimas dos pertenecen al mismo consorcio.

Por lo anterior, precalificaron 19 empresas, de las cuales 9 se constituyeron en 4 consorcios y 10 participaron individualmente; sin embargo, de las 10 individuales, sólo 5 presentaron propuestas.

^{68/} Las “Bases de licitación para la adjudicación de contratos de producción compartida para la extracción de hidrocarburos en aguas someras – segunda convocatoria. Licitación cnh-r01-l02/2015”; sección III, punto 1.6, objeto y principios de la licitación señalan que: “Si al día de la precalificación alguno de los integrantes de los Consorcios o Asociaciones en Participación no ha pagado los aprovechamientos antes mencionados, bastará con que uno de sus integrantes haya realizado los pagos correspondientes para que todos los integrantes tengan acceso a la información del Cuarto de Datos y tengan derecho a participar en la Licitación.”

Por esto, al sumar las 5 empresas que presentaron propuestas más las 9 agrupadas en consorcios da un total de 14 empresas que participaron en la licitación, como se muestra en el cuadro siguiente:

EMPRESAS QUE PARTICIPARON EN LA LICITACIÓN DOS DE LA RONDA UNO

EMPRESAS	NACIONALIDAD	¿PRESENTARON PROPUESTA PARA LAS ÁREAS CONTRACTUALES?		
		AC 1	AC2	AC4
1 DEA Deutsche Erdoel AG	Alemania	✓	x	x
2 Statoil E&P México, S.A. de C.V.	Noruega	✓	✓	x
3 ENI International B.V.	Italia	✓	x	x
4 Lukoil Overseas Netherlands B.V.	Rusia	✓	x	x
5 CNOOC International Limited	China	✓	✓	x
Consortios				
1 Petronas Carigali International E&P B.V.	Malasia	✓	x	x
Galp Energia E&P B.V.	Portugal			
2 Sierra Oil & Gas, S. de R.L. de C.V.	México	✓	✓	x
Carso Oil and Gas S.A. de C.V.	México			
Talos Energy LLC	Estados Unidos			
3 Pan American Energy LLC	Argentina	✓	✓	x
E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V.				
4 Fieldwood Energy LLC	Estados Unidos	✓	✓	✓
Petrobal S.A.P.I de C.V.	México			

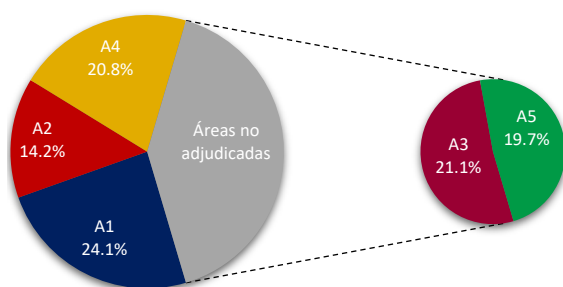
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda uno. Aguas Someras. Seguimiento y Transparencia, CNH-R01-L02/2015, disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/102-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, consultado el 27 de septiembre de 2018.

NOTA: No se agregan las áreas contractuales 3 y 5 debido a que no se presentaron propuestas y se declararon desiertas.

De acuerdo con el cuadro, se presentaron propuestas y adjudicaron tres de las cinco áreas. Las dos áreas que se declararon desiertas fueron aquellas que tenían la menor cantidad de reservas 2P de aceite y una de ellas, la tres, contenía aceite pesado, lo que podría explicar la falta de interés por parte de las empresas.

De los tres bloques adjudicados, se presentó un promedio de cinco propuestas por bloque, siendo el uno el que más cantidad de ofertas obtuvo, las cinco empresas y los cuatro consorcios demostraron el interés por explorar los tres campos que lo componen, quedó como ganadora la empresa italiana ENI International, B.V. Para el dos, se presentaron cinco propuestas, y se adjudicó al consorcio argentino conformado por Pan American Energy LLC y E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V.; finalmente, el bloque cuatro fue otorgado, a la única propuesta presentada por el consorcio conformado por Fieldwood Energy LLC y Petrobal, S.A.P.I de C.V.

SUPERFICIE DE LAS ÁREAS CONTRACTUALES DE LA LICITACIÓN DOS DE LA RONDA UNO



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda uno. Aguas Someras. Seguimiento y Transparencia, CNH-R01-L02/2015, disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx> consultado el 27 de septiembre de 2018.

El total de la superficie que se ofertó en esta licitación sumó 278.5 km² por los nueve campos que se dividieron en las 5 áreas contractuales. De este total, se otorgaron 164.8 km² que representan el 59.2% del total, por lo que únicamente el 40.8% no se adjudicó, a diferencia del 84.4% de la licitación uno.

La licitación tres, a diferencia de las dos anteriores, adjudicó contratos bajo la modalidad de licencia para la

extracción de hidrocarburos para 25 áreas contractuales terrestres, las cuales se adjudicaron en su totalidad, éstas se dividieron en dos tipos: a) tipo 1, cuenta con un volumen remanente de hidrocarburos líquidos menor a 100 millones barriles, y tipo 2, su volumen remanente de hidrocarburos líquidos es mayor o igual a 100 millones de barriles. Asimismo, los valores mínimos de adjudicación se encontraban entre el 1.0% y 10.0% del valor mínimo de la regalía adicional, dependiendo de qué tipo de área se trata, como se explica en el cuadro siguiente:

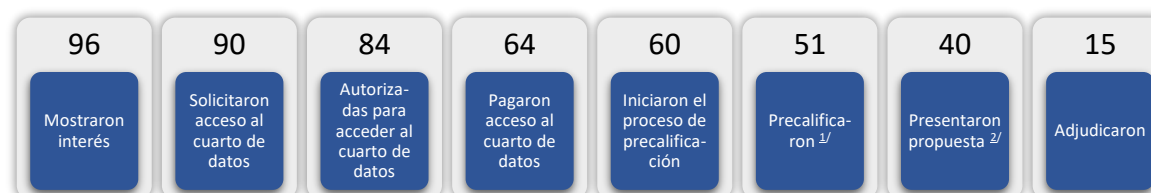
ÁREAS CONTRACTUALES LICITACIÓN TRES, RONDA UNO

Área Contractual	Campo	Ubicación (Estado)	Superficie (Km²)	Tipo de área	Valor de la regalía adicional (%)
1	Barcodón	Tamaulipas	11.0	Tipo 2	1.0
2	Benavides-Primavera	Nuevo León	171.5	Tipo 1	2.5
3	Calibrador	Nuevo León	16.1	Tipo 1	3.0
4	Calicanto	Tabasco	10.6	Tipo 1	5.0
5	Carretas	Nuevo León	89.4	Tipo 1	1.0
6	Catedral	Chiapas	58.0	Tipo 1	1.0
7	Cuichapa Pte.	Veracruz	41.5	Tipo 2	2.5
8	Duna	Nuevo León	36.7	Tipo 1	3.0
9	Fortuna Nacional	Tabasco	22.0	Tipo 1	1.0
10	La Laja	Veracruz	10.2	Tipo 1	1.0
11	Malva	Chiapas	21.2	Tipo 1	4.0
12	Mareógrafo	Nuevo León	29.8	Tipo 1	4.0
13	Mayacaste	Tabasco	21.9	Tipo 1	10.0
14	Moloacán	Veracruz	46.3	Tipo 2	5.0
15	Mundo Nuevo	Chiapas	27.7	Tipo 1	10.0
16	Paraíso	Tabasco	17.0	Tipo 1	10.0
17	Paso de Oro	Veracruz	23.1	Tipo 1	1.0
18	Peña Blanca	Nuevo León	26.0	Tipo 1	5.0
19	Pontón	Veracruz	11.8	Tipo 1	1.0
20	Ricos	Tamaulipas	23.7	Tipo 1	3.0
21	San Bernardo	Nuevo León	28.3	Tipo 1	1.0
22	Secadero	Chiapas	9.8	Tipo 1	1.0
23	Tajón	Tabasco	27.5	Tipo 2	5.0
24	Tecolutla	Veracruz	7.2	Tipo 1	1.0
25	Topén	Chiapas	25.3	Tipo 1	10.0
Total			813.6	Promedio 3.7	

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en las Bases de licitación para la adjudicación de contratos de licencia para la extracción de hidrocarburos en áreas contractuales terrestres – tercera convocatoria, versión final del 20/11/2015.

El total de la superficie ofertada, 813.6 km², fue adjudicada en su totalidad a 17 empresas que participaron de forma individual y a 8 consorcios. En el esquema siguiente se muestra cómo fue cambiando el número de empresas en el proceso de la licitación tres:

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE EMPRESAS PARTICIPANTES EN LA LICITACIÓN TRES DE LA RONDA UNO



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda uno. Terrestres. Seguimiento y Transparencia, CNH-R01-L03/2015, disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/l03-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, consultado el 02 de octubre de 2018.

^{1/} Fueron 33 empresas individuales y 47 agrupadas en 18 consorcios.

^{2/} Un total de 63 empresas, 26 participaron de manera individual y 37 agrupadas en 14 consorcios.

Debido a que la cantidad de bloques ofertados fue mayor que en las licitaciones anteriores y que éstos se encontraban en campos terrestres, de menor complejidad para la extracción de hidrocarburos, el número de empresas interesadas en esta licitación fue mayor, 96 empresas en

• Acceso al cuarto de datos:
160.0 mdp.

total. De las cuales, 90 solicitaron acceso al cuarto de datos, se autorizó a 84 y, sólo 64 pagaron este aprovechamiento que tuvo un costo de 2.5 millones de pesos, lo que sumó la cantidad de 160.0 mdp.

Para el proceso de precalificación, 60 empresas lo iniciaron, por lo que pagaron su inscripción a la licitación por el mismo monto que las licitaciones anteriores, recaudando un total de 16.8 mdp, de éstas precalificaron un total de 51 empresas, 33 de manera individual y 47 agrupadas en 18 consorcios. A pesar de haber precalificado, únicamente 40 presentaron propuestas para las 25 áreas contractuales.

• Inscripción a la licitación:
16.8 mdp.

De las 40 que presentaron propuestas, 26 individuales y 37 agrupadas en 14 consorcios, adjudicaron solamente 15, de éstas 9 de forma individual y 18 agrupadas en 6 consorcios. En el cuadro siguiente se señalan las áreas adjudicadas a cada empresa:

EMPRESAS PARTICIPANTES EN LA LICITACIÓN TRES DE LA RONDA UNO

Ganador	Origen	Área	Valor de la regalía adicional (%)		
			Mínima (a)	Ofertada (b)	Variación (b)/(a)*100
Canamex Dutch B.V. en consorcio con Perfolat de México, S.A. de C.V. y American Oil Tools S. de R.L. de C.V.	Holanda México EEUU	Área 14	5.0	85.7	1,714.0
Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.	México	Área 9	1.0	36.9	3,690.0
		Área 23	5.0	60.9	1,218.0
Consortio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.		Área 3	3.0	41.8	1,393.3
		Área 12	4.0	34.3	857.5
Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.		Área 8	3.0	20.1	670.0
Diavaz Off shore, S.A.P.I. de C.V.		Área 1	1.0	64.5	6,450.0
		Área 6	1.0	63.9	6,390.0
Grupo Diarqco, S.A. de C.V.		Área 4	5.0	81.4	1,628.0
		Área 13	10.0	60.4	604.0
Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V. en consorcio con Constructora y Arrendadora México, S.A. de C.V.		Área 22	1.0	60.7	6,070.0
Steel Serv S.A. de C.V. en consorcio con Constructora Hostotipaquillo, S.A. de C.V., Desarrollo de Tecnología y Servicios Integrales, S.A. de C.V. y Mercado de Arenas Sílicas S.A. de C.V.		Área 20	3.0	12.36	412.0
Ingeniería, Construcciones y Equipos Conequipos Ing. Ltda. en consorcio con Industrial Consulting S.A.S., Desarrolladora Oleum, S.A. de C.V., Marat International S.A. de C.V. y Constructora Tzaulan, S.A. de C.V.	Colombia México	Área 10	1.0	29.7	2,970.0
Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.	Canadá	Área 11	4.0	57.4	1,435.0
		Área 15	10.0	80.7	807.0
		Área 25	10.0	78.8	788.0
		Área 19	1.0	21.4	2,140.0
Roma Energy Holdings, LLC en consorcio con Tubular Technology,S.A. de C.V. y Gx Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V.	México EEUU	Área 16	10.0	36.0	360.0
Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	México	Área 7	2.5	60.8	2,432.0
		Área 17	1.0	10.2	1,020.0
Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V. en consorcio con Nuvoil, S.A. de C.V. y Constructora Marusa, S.A. de C.V.		Área 2	2.5	40.1	1,604.0
Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.		Área 5	1.0	50.9	5,090.0
		Área 18	5.0	50.9	1,018.0
		Área 21	1.0	11.0	1,100.0
Tonalli Energía, S.A.P.I. de C.V.			Área 24	1.0	31.2
Promedio			3.7	47.3	2,199.2

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda uno. Terrestres. Seguimiento y Transparencia, CNH-R01-L03/2015, disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/103-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, consultado el 02 de octubre de 2018.

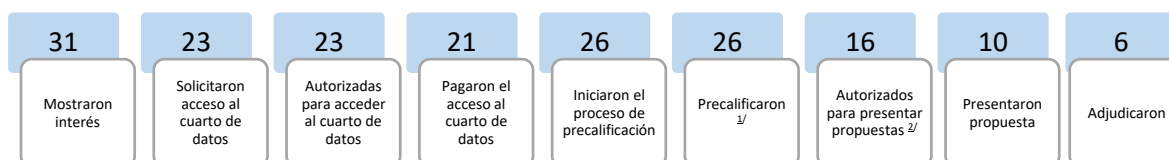
NOTA: Las áreas 10, 17, 19, 20, 21 y 24, se adjudicaron al segundo lugar debido a las inconsistencias encontradas en la información presentada por los licitantes que habían ganado, esto de acuerdo con la información proporcionada por la CNH mediante el oficio No. UJ-DGC/234/171/2018 del 10 de septiembre de 2018.

En relación con el cuadro, se puede identificar que siete bloques se adjudicaron a dos empresas solamente, a Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V., con cuatro y a Strata Campos Maduros, S.A.P.I de C.V., con tres; otros diez bloques a cinco empresas, dos cada una; mientras que los ocho bloques restantes se adjudicaron a ocho empresas distintas.

Finalmente, en la licitación tres, los valores mínimos de adjudicación para cada una de las áreas fueron mayores en 2,199.2% en promedio. Ya que si bien, el promedio del valor de la regalía adicional mínimo establecido por la SHCP fue de 3.7%, el ofertado alcanzó el 47.3% en promedio.

Respecto de la última licitación de la Ronda uno, se adjudicaron contratos de licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos en 10 áreas ubicadas en aguas profundas del Golfo de México, en las cuencas denominadas, Cuenca Salina (CS) y Cinturón Plegado Perdido (CPP). A continuación, se presenta el número de empresas que participaron a lo largo del proceso de licitación:

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE EMPRESAS PARTICIPANTES EN LA LICITACIÓN CUATRO DE LA RONDA UNO



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda uno. Aguas Profundas. Seguimiento y Transparencia, CNH-R01-L04/2015, disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/l04-ap-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, consultado el 03 de octubre de 2018.

1/ El 26 corresponde a las empresas que precalificaron de forma individual.

2/ Corresponde a 15 empresas que participaron tanto de manera individual como en consorcio.

El número de empresas que solicitaron acceso al cuarto de datos fueron las mismas a las que se les autorizó dicho acceso; sin embargo, sólo 21 pagaron el aprovechamiento correspondiente, por un monto de 38.5 millones de pesos, sumando entre todas 808.5 mdp; cantidad mayor que la suma de las tres primeras licitaciones derivadas del pago de este concepto.

• Acceso al cuarto de datos: 808.5 mdp.

Como se ha señalado, el acceso al cuarto de datos no es obligatorio para todas las empresas, siempre y cuando se conformen en consorcios, por lo que en la inscripción el número puede aumentar, razón por la que un total de 26 iniciaron el proceso de precalificación y precalificaron, pagando 280 mil pesos cada una, lo que suma la cantidad de 7.3 mdp.

• Inscripción a la licitación: 7.3 mdp.

Debido a que en esta licitación se solicitó que una empresa fungiera como operadora y las demás como socios en caso de que desearan conformar un consorcio y la propuesta de conformación la debía aprobar el comité licitatorio, de las 26 empresa que precalificación, únicamente a 16 se les autorizó la participación de acuerdo con su propuesta de conformación de licitantes (consorcio o

individual). ^{69/} De los 16 licitantes, el 5 de diciembre de 2016, día de la presentación de las propuestas se presentaron 10 participantes, entre consorcios e individuales. En el cuadro siguiente se señalan los participantes que presentaron propuestas:

PARTICIPANTES QUE PRESENTARON PROPUESTAS PARA LA LICITACIÓN CUATRO DE LA RONDA UNO

Licitante	Origen	¿Presentó propuestas?							
		Cuenca Salina				Cinturón Plegado Perdido			
		AC1	AC3	AC4	AC5	AC1	AC2	AC3	AC4
1. Statoil E&P México	Noruega	x	x	x	✓	x	x	x	x
Statoil E&P México *	Noruega								
2. BP Exploration Mexico *	Reino Unido	✓	✓	✓	x	x	x	x	x
Total E&P México	Francia								
Murphy Sur *	Estados Unidos								
3. Ophir Mexico Holdings Limited	Reino Unido	x	x	x	✓	x	x	x	x
PC Carigali Mexico Operations	Malasia								
Sierra Offshore Exploration	México								
Chevron Energía de México *	Estados Unidos								
4. PEMEX Exploración y Producción	México	x	x	x	x	x	x	✓	x
Inpex Corporation	Japón								
5. PC Carigali Mexico Operations *	Malasia	x	x	✓	x	x	x	x	x
Sierra Offshore Exploration	México								
Total E&P México *	Francia								
6. ExxonMobil Exploración y Producción	Estados Unidos	x	x	x	x		✓	x	x
México									
7. PEMEX Exploración y Producción	México	x	x	x	x	✓	x	x	x
8. China Offshore Oil Corporation E&P	China	x	x	x	x	✓	x	x	✓
México									
9. ENI México	Italia								
Lukoil International Upstream Holding	Rusia	x	x	x	✓	x	x	x	x
BV									
10. Atlantic Rim México	Estados Unidos								
Shell Exploración y Extracción de	Holanda	x	x	x	✓	x	x	x	x
México									

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda uno. Aguas Profundas. Seguimiento y Transparencia, CNH-R01-L04/2015, disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/104-ap-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, consultado el 03 de octubre de 2018.

* Designados como operadores en los consorcios. En el caso de Statoil E&P México, es operador del área contractual 3 en Cuenca Salina, mientras que BP Exploration México del área contractual 1 en Cuenca Salina.

NOTA 1: Las áreas contractuales dos y seis de la Cuenca Salina no se agregaron debido a que se declararon desiertas.

NOTA 2: El nombre de las empresas que se muestran aquí es con el que se registraron para participar, por lo que en algunos casos el nombre de México se encuentra en inglés.

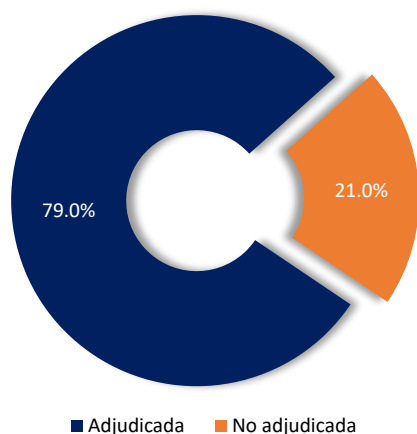
De acuerdo con el cuadro anterior, de las ocho áreas adjudicadas, cinco se entregaron a la única propuesta que se presentó; de los tres bloques restantes el que mayores propuestas mostró fue el

^{69/} Las empresas que quedaron fuera de la licitación son: Galp Energía E&P P.V.; Hess México Oil and Gas S. de R.L. de C.V.; Mitsubishi Corporation; Mitsui & Co. Ltd; NBL México, INC; ONGC Videsh Limited; Petro-Canada (International) Holdings B.V.; Petróleo Brasileiro México, S. de R.L. de C.V.; Repsol Exploración México, S.A. de C.V. y, Noble Energy México S. de R.L. de C.V.

cinco de Cuenca Salina con cuatro, seguido de del bloque uno de Cinturón Plegado Perdido y del cuatro de CS, con una propuesta cada uno.

El consorcio conformado por Statoil E&P México, BP Exploration México y Total E&P México adjudicó dos de tres bloques en los que presentó propuesta, ganó el bloque uno y tres de CS, siendo el único que presentó propuesta para éstos. La empresa China Offshore Oil Corporation E&P México también se le adjudicaron dos bloques, el uno y cuatro de CPP, de éstos, en el primero la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria, PEMEX Exploración y Producción también presentó propuesta; sin embargo, el valor ponderado de su propuesta económica se encontraba debajo del de la empresa china. A pesar de que PEMEX Exploración y Producción no logró adjudicar individualmente, sí lo hizo con el consorcio que conformó con Chevron Energía de México e Inpex Corporation para el bloque 3 del CPP.

SUPERFICIE DE LA LICITACIÓN CUATRO, RONDA UNO



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda uno. Aguas Profundas. Seguimiento y Transparencia, CNH-R01-L04/2015.

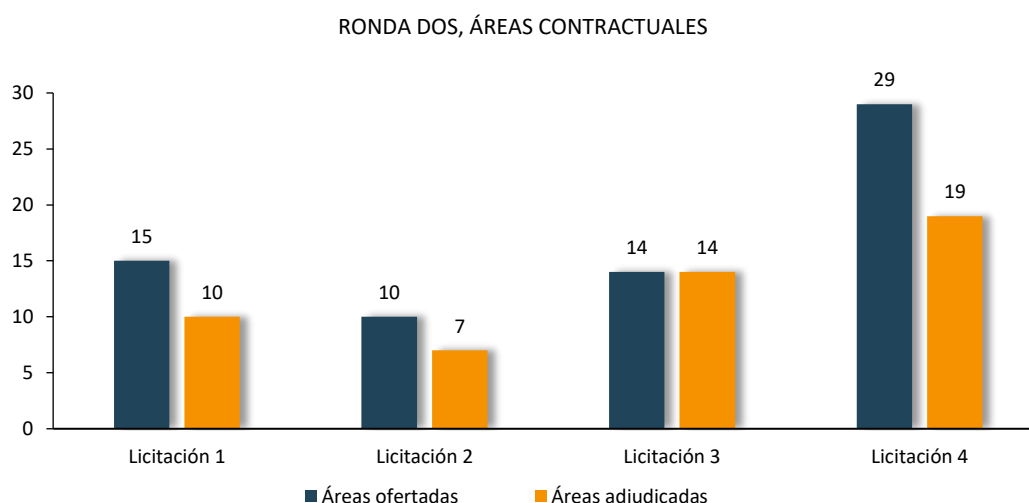
Del total de la superficie ofertada en esta licitación que fue de 2,358.7 kilómetros cuadrados (km²), se adjudicó el 79.0%, 18,818.3 km², correspondiente a 8 de las 10 áreas. Las 2 áreas no adjudicadas sumaron un total de 5,016.7 km², lo que representó el 21.0% del total de la superficie.

La superficie del bloque que PEMEX junto a sus socios ganaron tiene una superficie de 1,686.9 km², que representa el 9.0% del total de la superficie adjudicada.

En general, de la Ronda uno, se adjudicó un total de 20,455.8 km², correspondientes a 38 bloques (terrestres, de aguas someras y aguas profundas), lo que representa una 70.4% del total de los bloques ofertados. Asimismo, la CNH recaudó un total de 1,369.6 millones de pesos derivados de los aprovechamientos del acceso al cuarto de datos con 1,328.7 mdp., y la inscripción a la licitación con 40.9 mdp.

Ronda dos

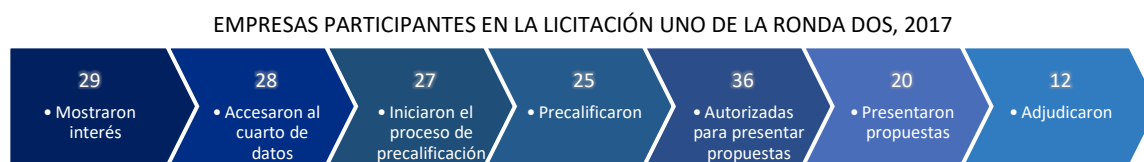
Al igual que en la Ronda uno, en la dos se llevaron a cabo cuatro licitaciones, de las cuales, tres fueron para la adjudicación de contratos de licencia y una para contratos de producción compartida; las primeras para áreas terrestres y aguas profundas, las últimas para aguas someras. En el gráfico siguiente se muestran el total de áreas ofertadas y adjudicadas por licitación:



FUENTE: Elaborado por al ASF con base en la información proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos mediante el oficio No. UJ-DGC/234/171/2018 del 10 de septiembre de 2018.

La situación es similar a la ronda que la precede, debido a que fue la licitación tres en la que se adjudicaron el total de áreas, como ocurrió en esta ronda, la situación puede deberse a que son áreas terrestres las que la conforman, por lo que su exploración y extracción no requiere del mismo nivel de capacidad técnica que para aquellas que se encuentran en aguas profundas.

Para la licitación uno se ofertaron un total de 15 áreas contractuales, localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras de Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas de Sureste, bajo la modalidad de producción compartida. El número de empresa interesadas fue de casi el doble de las áreas, 29 interesadas, las cuales fueron disminuyendo a lo largo del proceso como se observa en el esquema siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda dos. Aguas Someras. Seguimiento y Transparencia, CNH-R02-L01/2016, disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/r02-l01-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, consultado el 09 de octubre de 2018.

De las empresas que mostraron interés únicamente una no accedió al cuarto de datos, aprovechamiento que tuvo un costo de 8.0 millones de pesos, por lo que se percibió un total de 224.0 millones de pesos. En esta ronda a diferencia de la primera, el pago por el derecho a la inscripción fue bajo el concepto de “Evaluación de capacidades durante el proceso licitatorio, inscripción; recepción de propuestas, y resolución en una licitación de contratos de exploración y/o extracción de hidrocarburos” por la cantidad de 750.0 mil pesos, pagado por 27 empresas que iniciaron el proceso de precalificación, sumando la cantidad de 20.3 millones de pesos.

• Acceso al cuarto de datos:
224.0 mdp.

De las empresas que iniciaron el proceso de precalificación, 25 lo completaron, 20 de manera individual y 5 consorcios. Posteriormente, 36 fueron autorizadas para presentar propuestas, los mismos 20 participantes que habían precalificado, y 12 consorcios de nueva conformación, es importante resaltar que uno de los consorcios previamente precalificados, no fue autorizado para presentar propuesta.

De los 36 autorizados para presenta propuestas, solamente 20 lo hicieron y para 10 de las 15 áreas contractuales, quedaron desiertas 5. En total se presentaron 28 propuestas, por lo que el promedio de ofertas por bloque fue de 2.8. En el cuadro siguiente, se señalan a los ganadores de los bloques adjudicados:

EMPRESAS GANADORAS DE LA LICITACIÓN UNO DE LA RONDA DOS

Ganador	Nacionalidad	Área	Participación del Estado (%)	
			Mínimo	Ofertado
DEA Deutsche Erdoel AG PEMEX Exploración y Producción	Alemania México	Área 2	20.1	57.9
PC Carigali Mexico Operations S.A. de C.V. Ecopetrol Global Energy S.L.U.	Malasia Colombia	Área 6	20.1	65.2
ENI México, S. de R.L. de C.V. Capricorn Energy Limited Citla Energy E&P S.A.P.I. de C.V.	Italia Reino Unido México	Área 7	20.1	75.0
PEMEX Exploración y Producción Ecopetrol Global Energy S.L.U.	México Colombia	Área 8	20.1	20.1
Capricorn Energy Limited Citla Energy E&P S.A.P.I. de C.V.	Reino Unido México	Área 9	20.1	75.0
ENI México, S. de R.L. de C.V.	Italia	Área 10	20.1	75.0
Repsol Exploración México S.A. de C.V. Sierra Perote E&P S.de R.L. de C.V.	España México	Área 11	24.8	62.3
Lukoil International Upstream Holding B.V.	Rusia	Área 12	24.8	75.0
ENI México, S. de R.L. de C.V. Citla Energy E&P S.A.P.I. de C.V.	Italia México	Área 14	24.8	37.3
Total E&P México, S.A. de C.V. Shell Exploración y Extracción de México	Francia Holanda	Área 15	8.5	30.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda dos. Aguas Someras. Seguimiento y Transparencia, CNH-R02-L01/2016, disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/r02-l01-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, consultado el 09 de octubre de 2018.

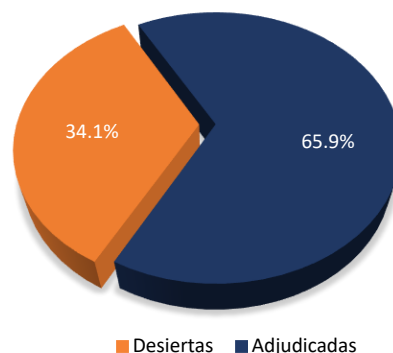
NOTA: El nombre de las empresas que se muestran aquí es con el que se registraron para participar, por lo que en algunos casos el nombre de México se encuentra en inglés.

En total fueron 12 empresas diferentes las que adjudicaron los contratos para producción compartida, de las que sólo una, Lukoil International, adjudicó de forma individual, ya que las otras participaron en consorcios con diferentes empresas. ENI International se presentó tanto individual como en consorcio, teniendo presencia en 3 áreas contractuales; Citla Energy tiene el mismo número de áreas que ENI International, a diferencia de que siempre lo hizo con socios.

La empresa productiva del Estado subsidiaria, PEMEX Exploración y Producción, formó dos consorcios, uno con la alemana DEA Deutsche y otro con la colombiana Ecopetrol Global; en la primera con la figura de socio, en la segunda como operador. También participó individualmente por el área contractual 10; sin embargo, su propuesta no fue la más alta, situación similar al consorcio que conformó con Chevron Energía de México e Inpex E&P, ya que participaron por el área 9, la cual no consiguieron adjudicar.

Respecto de la superficie correspondiente a esta licitación, se ofertó un total de 8,908.5 kilómetros cuadrados, de los cuales sólo se adjudicaron 5,871.5 que representan el 65.9% del total. Los 3,037.0 kilómetros no adjudicados corresponden a las áreas que se declararon desiertas debido a que ninguna empresa mostró interés para su exploración y extracción.

SUPERFICIE LICITACIÓN UNO, RONDA DOS



Respecto de la licitación dos, las 10 áreas ofertadas se otorgarían bajo la modalidad de licencia, ubicadas en áreas terrestres de las

Cuencas de Burgos y del Sureste. El valor mínimo de la regalía adicional se ubicó, para las primeras 9 áreas, en 2.4% y máximo 25.0%, mientras que para la última en 3.9% con un máximo de 45.0%.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda dos. Aguas Someras. Seguimiento y Transparencia, CNH-R02-L01/2016,

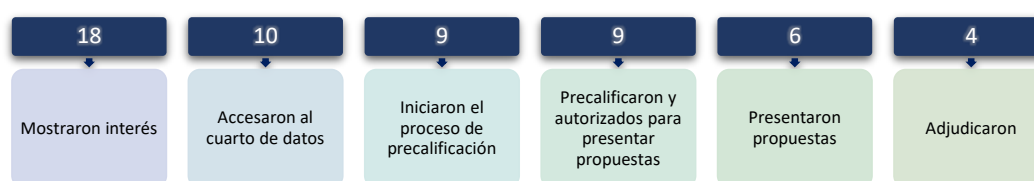
Al inicio de la licitación 18 empresas mostraron interés, de las cuales únicamente a 10 se les otorgó el acceso al cuarto de datos, para el cual tuvieron que cubrir un monto de 2.5 mdp cada una. En las bases de licitación se señala que el monto deberá ser igual o mayor que el mencionado, partiendo del supuesto que fue igual, la suma por concepto de este aprovechamiento ascendió a 25.0 mdp.

- Acceso al cuarto de datos: 25.0 mdp.

Para poder acceder al proceso de precalificación las empresas interesadas debían pagar 750.0 mil pesos por concepto del aprovechamiento "Evaluación de capacidades durante el proceso licitatorio, inscripción; recepción de propuestas, y resolución en una licitación de contratos de exploración y/o extracción de hidrocarburos", monto que únicamente cubrieron 9 empresas, sumando un total de 6.75 millones de pesos.

En el esquema siguiente se presenta cómo cambió el número de empresas a lo largo del proceso de la licitación dos:

NÚMERO DE EMPRESAS EN EL PROCESO DE LA LICITACIÓN DOS DE LA RONDA DOS



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda dos. Terrestre. Seguimiento y transparencia, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/r02-l02-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, consultado el 10 de octubre de 2018.

De las nueve empresas que precalificaron y realizaron solicitud de conformación o modificación de consorcios, se autorizó a todas, cuatro individuales y cinco consorcios; sin embargo, a dos de las que habían precalificado no se les autorizó la modificación, pero se permitió la inclusión a dos nuevas agrupaciones, por lo que el número es el mismo. El día de la presentación de propuestas, 12 de julio de 2017, se presentaron únicamente seis participantes, cuatro consorcios y dos empresas, sumando en total 12 propuestas para 7 bloques, un promedio de 1.7 ofertas por bloque; esto provocó que 3 quedaran desiertos.

Las cuatro empresas a las que se les adjudicaron los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, se conformaron en dos consorcios: Sun God y Jaguar Exploración y Producción al que se le adjudicaron 6 bloques, mientras que el compuesto por Iberoamericana de Hidrocarburos y Servicios PJP4 un bloque.

EMPRESAS GANADORAS LICITACIÓN DOS, RONDA DOS

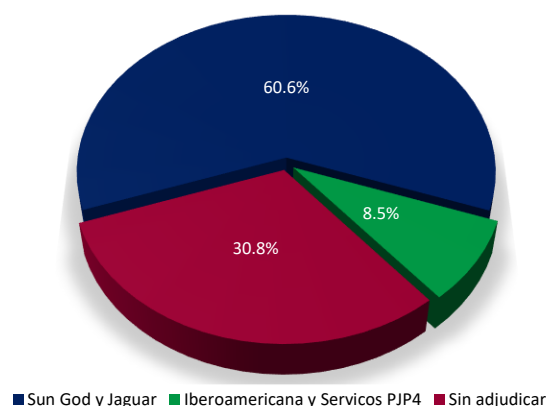
CONSORCIO	NACIONALIDAD	BLOQUES
1. Sun God Energía de México	Canadá	4, 5, 7, 8, 9 y 10
2. Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos	México	
3. Iberoamericana de Hidrocarburos	México	1
4. Servicios PJP4 de México		

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda dos. Terrestre. Seguimiento y transparencia, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/r02-l02-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, consultado el 10 de octubre de 2018.

Debido a la falta de propuestas para tres áreas, un total de 1,301.3 km² quedaron sin adjudicar, correspondiente al 30.8% del total de la superficie ofertada que fue de 4,219.0 km², de los cuáles, el 60.6% se le adjudicó al consorcio mexico-canadiense de Sung God y Jaguar, y sólo el 8.5% a la asociación mexicana entre Iberoamericana y Servicios PJP4, con 2,557.4 y 360.3 km², respectivamente.

En la licitación tres, se adjudicó el total de las áreas contractuales terrestres, localizadas en las provincias petroleras de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste, con una superficie de 2,594.5 km² correspondientes a las 14 áreas ofertadas. Para las que 35 empresas demostraron interés por adjudicarlas; sin embargo, únicamente 23 pagaron los 2.5 millones de pesos por acceso al cuarto de datos para conocer las características de las áreas.

SUPERFICIE DE LA LICITACIÓN DOS, RONDA DOS



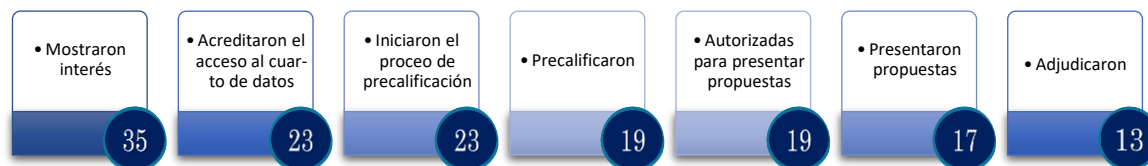
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda dos. Terrestre. Seguimiento y transparencia.

Los 23 participantes que sumaron un total de 57.5 millones de pesos por acceder a la información, también pagaron 750 mil pesos por concepto de “Evaluación de capacidades durante el proceso licitatorio, inscripción; recepción de propuestas, y resolución en una licitación de contratos de exploración y/o extracción de hidrocarburos”, transfiriendo un total de 17.3 mdp a la CNH. Por lo que durante estas dos etapas de la licitación se ingresó un total de 74.8 mdp.

Ingresó a la CNH
un total de:
74.8 mdp

En el esquema siguiente se puede identificar el número de empresas que participó a lo largo del proceso de la licitación tres de la Ronda dos:

NÚMERO DE EMPRESAS EN EL PROCESO DE LA LICITACIÓN TRES DE LA RONDA DOS



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda dos. Terrestre. Seguimiento y transparencia, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/r02-l03-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, consultado el 11 de octubre de 2018.

Un total de 19 participantes precalificaron, 12 empresas y 7 consorcios; a pesar de que el número de licitantes autorizados para presentar propuestas es el mismo, no corresponde a todas las empresas previamente precalificadas, en este caso fueron 11 empresas y 8 consorcios, razón por la que el número es el mismo que en la etapa anterior; de éstos, sólo 17 presentaron propuestas para las 14 áreas, sumando un total de 52 propuestas, 3.7 en promedio para cada bloque.

Partiendo del supuesto de contar por empresa y no por participante o consorcio, en total 13 empresas adjudicaron áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos; si se cuentan agrupadas, se tienen 4 consorcios y 2 empresas ganadoras, por lo que las 14 áreas contractuales quedaron en 6 participantes. En el cuadro siguiente se señalan éstas, así como las áreas que ganaron:

PARTICIPANTES GANADORES DE LA LICITACIÓN TRES DE LA RONDA DOS

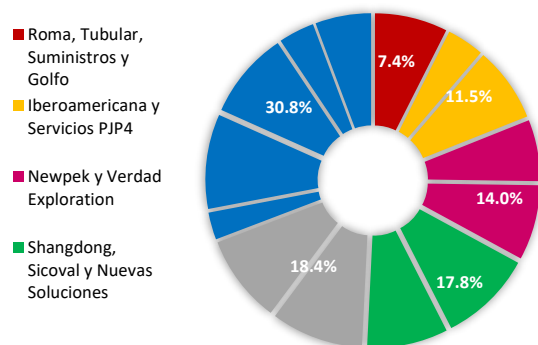
PARTICIPANTE		NACIONALIDAD	ÁREAS GANADAS	SUPERFICIE (KM ²)
1.	Iberoamericana de Hidrocarburos S.A. de C.V.	México	1	99.3
2.	Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.		4	199.3
3.	Newpek Exploración y Extracción S.A. de C.V.	México	2	163.0
4.	Verdad Exploration Mexico LLC	Estados Unidos	3	199.6
5.	Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd	China	10	248.0
6.	Sicoval MX S.A. de C.V.	México	11	215.1
7.	Nuevas Soluciones Energéticas A&P S.A. de C.V.			
8.	Roma Exploration and Production LLC	Estados Unidos		
9.	Tubular Technology S.A. de C.V.			
10.	Suministros Marino e Industriales de México S.A. de C.V.	México	6 ^{1/}	193.3
11.	Golfo Suplemento Latino S.A. de C.V.			
12.	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos S.A.P.I de C.V.	México	5	72.4
			7	251.4
			8	231.7
			9	95.2
			14	148.2
13.	Carso Oil and Gas S.A. de C.V.	México	12	244.8
			13	233.6

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda dos. Terrestre. Seguimiento y transparencia, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/r02-l03-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, consultado el 11 de octubre de 2018.

1/ Originalmente el área la ganó el consorcio conformado por Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd, Sicoval MX S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P S.A. de C.V.; sin embargo, no suscribió el contrato por lo que se adjudicó al segundo lugar.

El participante que más áreas se le adjudicaron fue la empresa mexicana Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, con 5 áreas; por su parte a 4 participantes se les adjudicaron 2 áreas cada uno, y sólo un consorcio obtuvo un área, la 6, que en un principio había sido ganada por el consorcio chino mexicano ganador de los bloques 10 y 11; sin embargo, no suscribió el contrato por lo que se adjudicó al segundo lugar.

DISTRIBUCIÓN DE LA SUPERFICIE DE LA LICITACIÓN TRES, RONDA DOS



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda dos. Terrestre. Seguimiento y transparencia,

Respecto de la superficie, como se indicó en un principio, se adjudicó en su totalidad a los participantes ganadores en la licitación. El 30.8%, 798.8 km², fue para la empresa mexicana que ganó 5 bloques, Jaguar Exploración y Producción; seguida por otra nacional, Carso Gas and Oil con el 18.4%. Esto indica que el 49.2% de la superficie ofertada la controlan dos empresas, mientras que el 50.8% cuatro consorcios.

Para la última licitación de la Ronda dos, es necesario señalar que, de acuerdo con su calendario, el proceso de suscripción de contratos terminó en el presente año, el 9 de mayo por lo que, para efectos de este apartado, es posible analizar el proceso como en las licitaciones anteriores, lo que se puede mostrar como un avance a 2018, así como el caso de la licitación uno de la Ronda tres que también se analizará.

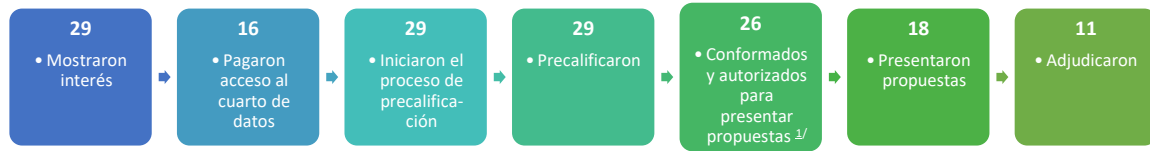
En la licitación cuatro, se pusieron a disposición 29 áreas contractuales en aguas profundas bajo la modalidad de licencia, éstas se sitúan en las provincias petroleras de: Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina. El valor mínimo de la regalía adicional fue distinto para cada provincia, de 5.0% para la primera y la tercera, y de 3.0% para la segunda.

El número de empresas interesadas en explorar y explotar los hidrocarburos localizados en estas áreas fue de 29, de éstas 16 como operadoras y 13 como no operadoras. Este número fue disminuyendo a lo largo del proceso de licitación, para el acceso al cuarto de datos únicamente 16 empresas pagaron el aprovechamiento por un monto de 39.3 millones de pesos, por lo que sumó un total de 628.8 mdp.

Acceso al cuarto
de datos:
628.8 mdp

En el esquema siguiente se muestra la evolución del número de empresas que participaron en el proceso de la licitación cuatro de la Ronda dos:

NÚMERO DE EMPRESAS EN EL PROCESO DE LA LICITACIÓN CUATRO DE LA RONDA DOS



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda dos. Aguas Profundas. Seguimiento y transparencia, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/r02-l04-seguimiento-y-transparencia/#resultados>, consultado el 11 de octubre de 2018.

1/ Se conformaron en 17 consorcios, pero también participaron 9 de forma individual.

El número de empresas que precalificaron fue superior al de aquellas que pagaron el acceso al cuarto de datos esto, debido a que al conformar consorcios basta con que una empresa de las que lo conforman pague el monto, lo mismo ocurre con el pago por concepto de "Evaluación de capacidades durante el proceso licitatorio, inscripción; recepción de propuestas, y resolución en una licitación de contratos de exploración y/o extracción de hidrocarburos", fueron 29 empresas las autorizadas a realizar este, sumando un total de 21.8 mdp., ya que cada una pagó un total de 750 mil pesos.

De los 29 participantes precalificados, 16 lo hicieron como operadores y 13 como no operadores; sin embargo, se autorizó a 26, tanto individuales como agrupados, para presentar propuestas. De los cuales, sólo 18 acudieron a la presentación de propuestas el 31 de enero del 2018, sumando un total de 39 propuestas, un promedio de 2.1 ofertas por bloque.

PARTICIPANTES GANADORES EN LA LICITACIÓN CUATRO DE LA RONDA DOS

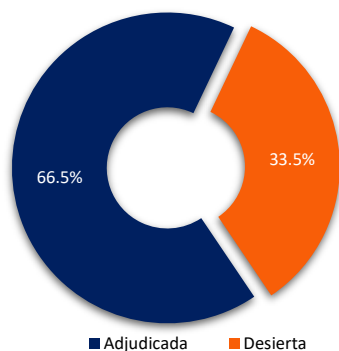
	Ganador	Nacionalidad	Área
1.	Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V. PEMEX Exploración y Producción	Países Bajos México	2
2.	Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V. Qatar Petroleum International Limited	Países Bajos Qatar	3, 4 y 7
3.	Repsol Exploración de México S.A. de C.V. PC Carigali Mexico Operations S.A. de C.V. Ophir Mexico Limited	España Malasia Reino Unido	10
4.	PC Carigali Mexico Operations S.A. de C.V. Ophir Mexico Limited PTTEP México E&P Limited S. de R.L. de C.V.	Malasia Reino Unido Tailandia	12
5.	Repsol Exploración de México S.A. de C.V. PC Carigali Mexico Operations S.A. de C.V.	España Malasia	14
6.	Chevron Energía de México S. de R.L. de C.V. PEMEX Exploración y Producción Inpex E&PMéxico S.A. de C.V.	Estados Unidos México Japón	22
7.	ENI México S. de R.L. de C.V. Qatar Petroleum International Limited	Italia Qatar	24
8.	Repsol Exploración de México S.A. de C.V. PC Carigali Mexico Operations S.A. de C.V. Sierra Nevada E&P S. de R.L. de C.V. PTTEP México E&P Limited S. de R.L. de C.V.	España Malasia México Tailandia	29
9.	PEMEX Exploración y Producción	México	5 y 18
10.	Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V.	Países Bajos	20, 21, 23 y 28
11.	PC Carigali Mexico Operations S.A. de C.V.	Malasia	25 y 26

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda dos. Aguas Profundas. Seguimiento y transparencia, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/r02-l04-seguimiento-y-transparencia/#resultados>, consultado el 11 de octubre de 2018.

NOTA 1: El nombre de las empresas que se muestran aquí es con el que se registraron para participar, por lo que en algunos casos el nombre de México se encuentra en inglés.

De acuerdo con el cuadro anterior, ocho consorcios y tres empresas adjudicaron las 19 áreas a las que se presentaron ofertas; por esto, resulta relevante mencionar que, empresas como Shell Exploración y Extracción de México, tiene presencia en ocho áreas, cuatro en consorcio y cuatro que explotará individualmente; situación similar a PC Carigali Mexico Operations, que adjudicó dos áreas individualmente y cuatro como miembro de consorcios, participando en seis áreas; seguido de PEMEX Exploración y Producción, que participa en cuatro áreas, dos en consorcio y dos solo.

SUPERFICIE DE LA LICITACIÓN CUATRO, RONDA DOS



Respecto de la superficie de esta licitación, las 29 áreas ofertadas sumaban un total de 66,425.1 km²; sin embargo, 10 áreas se declararon desiertas, un total de 22,247.1 km², el 33.5% del total de kilómetros, por lo que únicamente el 66.5% se adjudicó, 44,178.0 km².

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda dos. Aguas Profundas. Seguimiento y transparencia.

Avance a 2018

La Ronda tres inició el 29 de septiembre de 2017 con la publicación de la convocatoria para la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras en las cuencas de Burgos, Tampico-Misantla-Veracruz y del Sureste, con un total de 35 áreas contractuales; sin embargo, concluyó con el fallo de la licitación publicado en el Diario Oficial de la Federación el 06 de abril de 2018, por lo que es posible presentar el análisis de sus resultados.

Respecto de las licitaciones consecuentes, dos y tres, la convocatoria ha sido publicada, una el 25 de enero y la otra el 2 de marzo del presente año, respectivamente. De acuerdo con el calendario de estas licitaciones, se prevé que la presentación y apertura de propuestas se lleve a cabo el 14 de febrero del 2019, así como el fallo para el 19 del mismo mes y año. Por lo que para éstos casos no es posible analizar sus resultados.

En la licitación uno, un total de 38 empresas mostraron interés por las áreas contractuales, de las cuales 22 acreditaron el acceso al cuarto de datos, cubriendo el pago por 8.0 mdp cada una, sumando un total de 176.0 mdp. Asimismo, se autorizó a 33 empresas para cubrir el pago de

inscripción, necesario para iniciar el proceso de precalificación; sin embargo, en las bases de licitación no se señala el monto que se debe cubrir este concepto, que se denomina “Evaluación de capacidades durante el proceso licitatorio, inscripción; recepción de propuestas, y resolución en una licitación de Contratos de Exploración y/o Extracción de Hidrocarburos”, mismo término que en las anteriores licitaciones; el cual ascendió a 750.0 mil pesos.

Sólo 31 participantes iniciaron formalmente el proceso de precalificación, de las que sólo uno no precalificó, haciéndolo únicamente 20 operadores y 10 no operadores, los cuales presentaron su propuesta de conformación, para que el comité licitatorio resolvió la aceptación de 36 participantes, 14 individuales y 22 consorcios.

De los 36 participantes finales registrados, el 27 de marzo de 2018, únicamente la mitad presentó propuestas, 13 consorcios y cinco empresas. Entre los que sumaron un total de 36 propuestas para 16 bloques, ya que 19 no recibieron ninguna oferta, declarándose desiertos.

En el cuadro siguiente se señalan a los participantes ganadores:

EMPRESAS EN EL PROCESO DE LA
 LICITACIÓN UNO DE LA RONDA
 TRES

38	Mostraron interés
Accesaron al cuarto de datos	22
33	Autorizadas para realizar el pago de inscripción
Iniciaron el proceso de precalificación	31
30	Precalificaron
Autorizados en conformación para presentar propuesta	36
18	Presentaron propuestas
Adjudicaron	14

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda tres. Aguas Someras.

PARTICIPANTES GANADORES DE LA LICITACIÓN UNO, RONDA TRES

GANADOR	NACIONALIDAD	BLOQUE	VALOR PONDERADO DE LA OFERTA ECONÓMICA	SUPERFICIE (KM ²)
Repsol Exploración de México	España	6	56.270	820.1
		12	48.170	811.3
Premier Oil Exploration and Production Mexico	Reino Unido	11	29.430	391.4
		13	34.730	391.9
Capricorn Energy	Reino Unido	15	27.880	961.7
Citla Energy E&P	México			
PEMEX Exploración y Producción	México	16	24.230	784.8
Deutsche Erdoel México	Alemania	17	35.510	842.4
Compañía Española de Petróleos	España			
PEMEX Exploración y Producción	México	18	40.510	813.3
Compañía Española de Petróleos	España			
Eni México	Italia	28	73.967	807.8
Lukoil Upstream Mexico	Rusia			
PEMEX Exploración y Producción	México	29	73.967	470.6
Deutsche Erdoel México	Alemania	30	73.967	527.9
Premier Oil Exploration and Production Mexico	Reino Unido			
Sapura Exploration and Production	Malasia			
Pan American Energy	Argentina	31	70.978	262.8
Total E&P México	Francia	32	40.490	1,027.4
PEMEX Exploración y Producción	México	33	55.638	580.9
Total E&P México	Francia	34	55.638	734.1
BP Exploration Mexico	Reino Unido			
Pan American Energy	Argentina			
Shell Exploracion y Extraccion de Mexico	Países Bajos	35	34.860	798.0
PEMEX Exploración y Producción	México			

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda tres. Aguas Someras. Seguimiento y transparencia, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/r03-l01-seguimiento-y-transparencia/#resultados>, consultado el 15/10/2018.

NOTA: Para las áreas 28, 29 y 30, el Valor Ponderado de la Oferta Económica fue el mismo para el primero y segundo lugar, por lo que el ganador fue el que mayor cantidad había definido en el formato de pago en efectivo por empate en propuesta económica, que se encontraba en un sobre cerrado.

Las cifras se asientan hasta el tercer decimal ya que así lo señalan las bases de licitación.

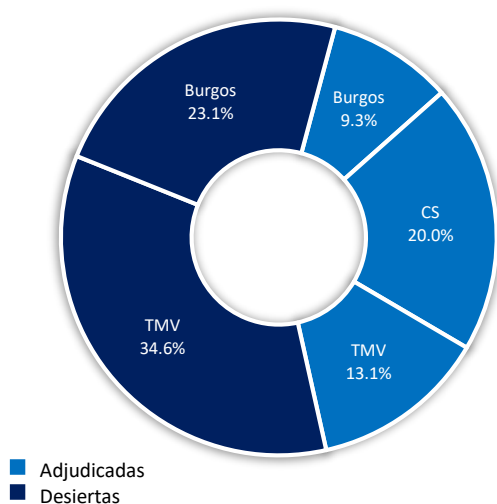
NOTA 2: El nombre de las empresas que se muestran aquí es con el que se registraron para participar, por lo que en algunos casos el nombre de México se encuentra en inglés.

De acuerdo con el cuadro anterior, la empresa que más presencia tiene en los bloques adjudicados es la empresa productiva del Estado subsidiaria PEMEX Exploración y Producción, con siete en total, ya que es socio en cuatro consorcios que tienen bajo su encargo seis áreas, y de forma individual tiene el área 29. Asimismo, presentó otras cuatro propuestas, de las cuales no resultó ganador.

Es importante mencionar que del bloque 1 al 14 pertenecen a la cuenca de Burgos, del 15 al 27 a la de Tampico-Misantla-Veracruz (TMV), y del 28 al 35 a las cuencas del Sureste (CS). Esto, porque de

los pertenecientes al primer y segundo sector se adjudicaron cuatro en cada uno, mientras que del tercero la totalidad de los bloques que era de 8.

SUPERFICIE DE LA LICITACIÓN UNO, RONDA TRES



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Ronda tres. Aguas Someras. Seguimiento y transparencia.

El total de la superficie ofertada en esta licitación fue de un total de 26,042.3 kilómetros cuadrados (km²), de los cuales, el 32.3% pertenecieron a la Cuenca de Burgos, el 47.7% a la Cuenca de Tampico-Misantla-Veracruz, y el 20.0% a las Cuencas del Sureste, con un total de 8,423.8 km², 12,409.2 km² y 5,209.3 km², respectivamente.

Del total de la superficie se adjudicó únicamente el 42.4% (11,026.1 km²) correspondientes al 20.0% de las CS, 13.1% de las cuencas TMV y el 9.3% de Burgos. Mientras que la superficie desierta fue de 15,016.2 km², 57.7% del total, y correspondió al 23.1% de la cuenca de Burgos y 34.6% de la Cuenca TMV.

En general, hasta la licitación uno de la Ronda tres, se han ofertado un total de 157 áreas contractuales, adjudicando 104, lo que representa el 66.2% del total. Éstos bloques fueron para tres tipos de espacios: terrestres, aguas someras y aguas profundas, cada una contó con 49, 69 y 39 áreas respectivamente.

Respecto de la superficie se adjudicó un total de 87,037.4 km², el 63.4% del total, que fue de 137,338.6 km². Durante los procesos de licitación han participado (presentado ofertas) un total de 112 empresas de las cuales a 71 se les adjudicaron contratos, ya sea individual o en consorcio.

De los 157 bloques licitados, 69 fueron bajo la modalidad de producción compartida, y se adjudicaron 31, mientras que 38 quedaron sin contratista; de los 88 bloques de licencia, 73 se adjudicaron y 15 se declararon desiertos. El promedio de la participación del Estado en los contratos de producción compartida fue de 53.5%; mientras que en los de licencia, el valor de la regalía adicional fue de 31.0%.

c) Supervisión de las licitaciones

Respecto de la Ronda uno, la licitación uno adjudicó únicamente dos bloques, ya que sólo dos empresas ofrecieron más que los valores mínimos establecidos. Es relevante mencionar que dichos valores permanecieron cerrados y se abrieron hasta el día de la licitación por lo que los participantes no conocían a qué porcentaje ascendía la Participación del Estado en la Utilidad Operativa (PEUO)^{70/} ni el Incremento Porcentual en el Programa Mínimo de Trabajo (IPPMT), los cuales son utilizados como las variables que determinan el Valor Ponderado de la Propuesta Económica (VPO).

Para calcular el VPO se utiliza la fórmula siguiente:

$$VPO = 0.90 \times PEUO + 0.10 \times \text{Factor de inversión adicional}$$

El factor de inversión adicional se calcula de la siguiente forma: $(2500(IPPMT))^{\frac{1}{2}}$, el IPPMT deberá estar expresado como proporción de la unidad considerando dos decimales.

Lo anterior se menciona porque de las áreas contractuales que presentaron propuestas, cuatro fueron desechadas debido a que no alcanzaban los valores mínimos que se dieron a conocer en la apertura de propuestas. El consorcio conformado por Murphy Worldwide y Petronas Carigali presentó propuestas para las áreas tres y cuatro, que tenían en PEUO un mínimo de 40.00, mientras que para IPPMT de 0; sin embargo, sus propuestas quedaron por debajo, ya que para ambas áreas propusieron una PEUO de 35.00, a pesar de que el IPPMT era del 5.00. La situación es la misma para las áreas seis y doce, en las que la empresa ONGC Videsh Limited también ofertó un porcentaje de la PEUO por debajo del mínimo.

En los casos mencionados anteriormente, se siguió con las reglas de licitación establecidas en el numeral 17.1, inciso k, Sección III, ^{71/} que señala que serán causales de desechamiento las propuestas en las que en cualquiera de los valores que componen la Propuesta Económica sea inferior a los valores mínimos establecidos por la Secretaría de Hacienda.

^{70/} Se utiliza esta variable únicamente en las licitaciones donde se adjudican contratos mediante la modalidad de producción compartida.

^{71/} Que cualquiera de los valores que componen la Propuesta Económica sea inferior a los valores mínimos establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Para las dos áreas que se adjudicaron, en la evaluación de las propuestas, sustentada en el numeral 15.5 de las Bases de licitación,^{72/} se resolvió que el consorcio conformado por Sierra Oil & Gas, Talos Energy y Premier Oil, presentaron la propuesta con el VPO más alto, de 51.97 para el área dos y de 63.67 para el área siete.

En la licitación de la Ronda uno, no se presentó ningún tipo de situación que evidenciara el no cumplimiento de las reglas de licitación, ya que el proceso se desarrolló de conformidad con ellas, con la diferencia de que los valores mínimos para las variables de adjudicación se hicieron públicos mediante un comunicado emitido por la SHCP el 14 de septiembre de 2015. A pesar de esto, dos áreas se declararon desiertas debido a la no presentación de propuestas.

Para la licitación tres de la misma Ronda, los contratos que se adjudicaron fueron de licencia para 25 áreas. Las cuales se licitaron en su totalidad; sin embargo, en algunas áreas durante el proceso se identificaron diversas situaciones que demostraron el ejercicio de supervisión a las reglas. Tal es el caso de la empresa Gat Oil & Gas, que presentó propuestas para 18 áreas; sin embargo, en el momento de la apertura de los sobres, la propuesta del sobre no coincidía con el área contractual a pesar de que la etiqueta del sobre indicaba que si era para el área a licitar. Por esta razón y de acuerdo con las reglas de licitación, en el numeral 17.1, inciso a)^{73/}, las propuestas fueron desechadas debido a la presentación incompleta, ilegible, confusa o la omisión de cualquier documento o información requerida en el numeral 13, Sección III de las bases.

Asimismo, no se abrieron 11 Propuestas Económicas, debido a que los participantes ya habían agotados sus Garantías presentadas, por lo que se incumplía el numeral 17.1, inciso g)^{74/}, de las bases de licitación que establece que la propuesta se desechara si el licitante no garantiza su propuesta con la Garantía de Seriedad Correspondiente.

^{72/} 15.5 Las Propuestas serán anunciadas en el mismo acto de presentación y apertura de Propuestas, de conformidad con lo siguiente: a) El Comité Licitatorio llevará a cabo: Etapa de presentación de Propuestas. La presentación de Propuestas se hará en el mismo orden en que se hayan registrado los representantes legales de los Licitantes a la entrada del evento de presentación de Propuestas y conforme lo indique la Convocante; Una vez recibidas todas las Propuestas, en el mismo orden, el Comité Licitatorio procederá a: - Mostrar los valores mínimo y máximo para las variables de adjudicación para el Área Contractual y de acuerdo a lo establecido en el numeral 16.1, Sección III de estas Bases; - Abrir las Propuestas recibidas; - Verificar que los valores propuestos para las variables de adjudicación se encuentren dentro de los rangos establecidos por la Secretaría de Hacienda, y - Anunciar el resultado de la apertura de las Propuestas y aquéllas que no sean solventes de conformidad con el punto anterior. Etapa de evaluación de Propuestas. El Comité Licitatorio evaluará las Propuestas, verificando que las mismas cumplan con lo requerido en las Bases.

^{73/} 17.1. Serán causales de desechamiento de las Propuestas, las siguientes: a) La presentación incompleta, ilegible, confusa o la omisión de cualquier documento o información requerida en el numeral 13, Sección III de estas Bases.

^{74/} 17.1. Serán causales de desechamiento de las Propuestas, las siguientes: g) Que el Licitante no garantice su Propuesta con la Garantía de Seriedad correspondiente.

Las áreas 10, 17, 19 y 24 tuvieron como ganador al consorcio conformado por Geo Estratos MXOIL y Geo Estratos; sin embargo, no se suscribieron por causas imputables al consorcio, ya que no presentaron las garantías de cumplimiento y corporativas y demás información para la inscripción de los contratos ante el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo (FMPED). Situación similar a las áreas 20 y 21, en las que los licitantes ganadores, Strata Campos Maduros y Sarreal, respectivamente, no presentaron su garantía de cumplimiento ante el FMPED.

Por lo anterior la CNH inició las gestiones para hacer efectivas las Garantías de Seriedad, que representaron 390 mil dólares que fueron transferidos al FMPED.^{75/} Además de esto, y de conformidad con la información proporcionada por la CNH mediante el oficio UJ-DGC/234/171/2018 del 14 de diciembre de 2015, el Comité Licitatorio mediante el oficio DGL.CL/238/2015 formuló una denuncia en contra del consorcio conformado por Geo Estratos MXOIL y Geo Estratos y las empresas Vordcab S.A. de C.V. y OCM Vordcab, entre otras razones, por la existencia de información posiblemente falsa en términos del artículo 8 de la Ley Federal Anticorrupción en Contrataciones Públicas; el cual se encuentra en trámite.

Respecto de la última licitación, de la Ronda uno, el proceso se desarrolló de acuerdo con las bases de licitación, adjudicando un total de 8 bloques de 10 ofertados, ya que dos no presentaron propuestas y se declararon desiertos. Los ganadores firmaron el contrato antes de los 90 días posteriores a la publicación del fallo en el Diario Oficial de la Federación.

En la Ronda dos, licitación uno, de las 15 áreas ofertadas se adjudicaron 10, ya que 5 se declararon desiertas. La adjudicación de las áreas se realizó conforme a las Reglas de Licitación. Se identificó que en el área 9, dos licitantes presentaron la propuesta económica con porcentajes iguales para la PEUO y el Factor de Inversión Adicional, por lo que el Valor Ponderado de la Propuesta Económica fue el mismo. De acuerdo con el numeral 16.3, de las bases de licitación, en caso de que dos o más licitantes obtengan el mismo monto de VPO, el primer criterio para discernir al ganador será quien ofrezca el mayor pago en efectivo por empate, cifra que se encuentra inscrita en un formato especificado en las mismas bases, y se deposita en el sobre donde se encuentra la propuesta. Si no se encontrara el formato se entiende que el pago en efectivo es de cero dólares.

^{75/} CNH, Boletín de prensa 001. 12 mayo 2016, Firma de los Contratos de Licencia correspondientes los contratos de la tercera licitación de la Ronda uno, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/05/160511-Boletin-de-prensa-formato-v.1.pdf>, consultado el 17 de octubre de 2018.

Las empresas que empataron en el VPO fue la italiana ENI México y el consorcio de Capricorn Energy y Citla Energy, la primera ofreció un total de 20.5 millones de dólares (Mdd), mientras que el segundo, 30.0 Mdd, cifra que lo declaró ganador del área contractual. Éstos recursos serán pagados al FMPED.

En la licitación dos, no se adjudicó el total de las áreas ofertadas debido a que tres se declararon desiertas, por lo que de las 10, sólo 7 fueron otorgadas a un licitante. En el área 7, igual que en el área 9 de la licitación uno, el VPO fue el mismo. Por esta razón, se procedió a comparar los montos que había ofrecido cada consorcio por el pago al desempate: Sun God y Jaguar Exploración ofrecieron 4.1 Mdd., mientras que Newpek y Verdad Exploration un total de 2.9 mdd., por lo que se declaró ganador al primero.

En la licitación tres, el empate en el VPO se dio en siete áreas. Por lo que se recurrió a la aplicación del numeral 16.3 de las bases de licitación, el cual ya ha sido descrito en párrafos precedentes. En el cuadro siguiente se puede observar los dos primeros licitantes que presentaron las propuestas más altas:

OFERTAS DE PAGO EN EFECTIVO POR DESEMPATE, LICITACIÓN TRES, RONDA UNO

ÁREA		LICITANTE	MONTO DE PAGO EN EFECTIVO (MILLONES DE DÓLARES)
1	a)	Iberoamericana y Servicios PJP4	4.2
	b)	Shangdon, Sicoval y Nuevas Soluciones	3.2
2	a)	Newpek y Verdad Exploración	3.0
	b)	Petrosynergy y Química Apollo	1.0
5	a)	Jaguar Exploración y Producción	26.1
	b)	DEP PYG	5.0
6	a)	Shangdon, Sicoval y Nuevas Soluciones	2.2
	b)	Roma, Tubular, Suministros Marinos y Golfo	1.5
9	a)	Jaguar Exploración y Producción	28.9
	b)	Promotora y Operadora, y Consorcio 5M	10.1
12	a)	Carso Oil and Gas	6.2
	b)	Shangdon, Sicoval y Nuevas Soluciones	2.2
13	a)	Carso Oil and Gas	13.2
	b)	Shangdon, Sicoval y Nuevas Soluciones	2.4

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Acta de Presentación y Apertura y Propuestas de la Licitación tres de la ronda dos, del 12 de julio de 2017, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2017/07/20170712-Acta-2.3.pdf>

En 6 de las 7 áreas del cuadro anterior, se firmaron los contratos y se realizó el pago en efectivo, sumando la cantidad de 81.6 millones de dólares; esto porque para el área 6, a pesar de que el consorcio de Shandong, Sicoval y Nuevas Soluciones ofertó más en efectivo, no se presentó a la

firma del contrato, debido a que no depositó al FMPED los 2.2 millones de dólares del pago de desempate; por lo que se tuvo que aplicar el numeral 14.3, inciso b) ⁷⁶, que señala que la garantía de seriedad se hará efectiva si el ganador no suscribe el contrato en la fecha que se indique en el acta de fallo. La garantía de seriedad ascendió a un monto de 250 mil dólares.

Por lo anterior, el área se otorgó al segundo lugar, en este caso el consorcio formado por Roma, Tubular, Suministros Marinos y Golfo, pero antes de la firma del contrato transfirió el pago por desempate, ya que eran tres empresas las empatadas en esta área. El monto que transfirió al FMPED por el desempate fue de 1.5 millones de dólares. El FMPED recibió un total de 83.1 millones de dólares por concepto de pago en efectivo por desempate en esta licitación.

Respecto de la última licitación de la Ronda dos, el numeral 16.3 de las bases de licitación señala que además de las variables de las propuestas económicas (valor de la regalía adicional y factor de inversión adicional), se podrá considerar también el monto en efectivo que ofrezcan los licitantes, en caso de que el valor de la regalía adicional sea el máximo establecido por la SHCP y que el factor de inversión adicional sea equivalente a 1.5. Esto con la finalidad de que, si dos o más licitantes ofrecen el mismo valor de la propuesta económica, el primer criterio para definir al licitante ganador será quien ofrezca el mayor monto en efectivo, si después de esto quedasen empatados, se procederá a abrir el sobre con la propuesta de pago en efectivo por empate.

Lo anterior se menciona ya que, como resultado de las disposiciones de las bases de las licitaciones, en el área contractual 29 se presentó un empate en el VPO, pero se determinó al ganador por el monto ofertado. Además de que existieron áreas que no presentaron empate, pero que los licitantes también ofertaron en efectivo y ese monto deberá ser transferido al FMPED.

En el cuadro siguiente se puede observar los licitantes ganadores y que ofertaron en efectivo, debido a que sus propuestas se encontraban en los niveles máximos de las variables de adjudicación establecidas:

^{76/} 14.3. La Garantía de Seriedad podrá hacerse efectiva en los siguientes supuestos: b) Si el Licitante Ganador no suscribe el contrato en la fecha que se indique en el acta de Fallo.

PARTICIPANTES QUE PRESENTARON OFERTA EN EFECTIVO, LICITACIÓN CUATRO, RONDA DOS

LICITANTE	ÁREA	MONTO OFERTADO (MILLONES DE DÓLARES)
Shell Exploración en consorcio con Qatar Petroleum	6	10.0
	7	90.0
Repsol, PC Carigali y Ophir	10	30.2
Shell Exploración	20	90.2
	21	110.2
	28	43.2
Repsol, PC Carigali, Sierra Nevada y PTTEP	29	151.3
Total		525.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Acta de Presentación y Apertura y Propuestas de la Licitación cuatro de la ronda dos, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2018/01/20180131-Acta-PAP-Licitaci%C3%B3n-2.4.pdf>, del 31 de enero de 2018.

Como se observa, el FMPED recibió un total de 525.1 millones de dólares derivados de estas ofertas en efectivo, que tuvieron la finalidad de hacer más equitativas las ofertas en las licitaciones, ya que como pudo observarse en licitaciones anteriores, existieron una gran cantidad de empates porque las ofertas se hacían con los valores máximos de adjudicación.

Finalmente, para la licitación uno de la Ronda tres, las bases de licitación establecieron el mismo supuesto que en la licitación cuatro de la Ronda dos, referente al pago en efectivo en caso de que ofertaran en los niveles máximos establecidos. Esta situación no se presentó en las áreas pertenecientes a la Cuenca de Burgos ni de Tampico-Misantla-Veracruz; sin embargo, sí para tres áreas pertenecientes a las Cuencas del Sureste.

En el cuadro siguiente se muestran los participantes que presentaron oferta de pago en efectivo y ganaron la adjudicación:

PARTICIPANTES QUE PRESENTARON OFERTA EN EFECTIVO, LICITACION UNO, RONDA TRES

LICITANTE	ÁREA	MONTO OFERTADO (MILLONES DE DÓLARES)
ENI México y Lukoil	28	59.9
PEMEX Exploración y Producción	29	13.1
Deutsche, Premier y Sapura	30	51.1
Total		124.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Acta de Presentación y Apertura y Propuestas de la Licitación cuatro de la ronda dos, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2018/01/20180131-Acta-PAP-Licitaci%C3%B3n-2.4.pdf>, del 31 de enero de 2018.

Como se puede observar la supervisión de las licitaciones se realizó conforme a la regulación emitida para las mismas, en este caso las reglas para cada licitación, las cuales definieron los supuestos que debían seguirse; lo que originó que, en algunos casos, como en la Ronda uno, no se otorgaran

contratos derivado del incumplimiento de éstos; asimismo, que se captaran los ingresos correspondientes al Estado, derivados las licitaciones.

En conclusión, la política energética buscó promover el aprovechamiento de los recursos naturales, en este caso de los provenientes del petróleo, para ello la SENER en colaboración con la CHN elaboró un Plan Quinquenal con el que se delinea un escenario indicativo de los próximos cinco años en el que se consideran las áreas y campos destinados para la exploración y extracción de hidrocarburos, dichas actividades serán realizadas por las empresas productivas del Estado (EPE) y por particulares que demuestren contar con la capacidad técnica y de gestión para llevar a cabo su labor.

Para poder asignar un contrato, tanto a las EPE como los particulares, deben de participar en los procesos licitatorios, los cuales en el caso de nuestro país se realizó mediante tres rondas con 11 licitaciones, de las cuales 4 son de la primera, 4 de la segunda y 3 de la tercera ronda, cabe señalar que dos de las licitaciones de la última ronda aún se encuentran en proceso, por lo que el análisis realizado por la ASF corresponde a las 9 licitaciones que ya concluyeron.

Como resultado de las nueve licitaciones realizadas en las tres rondas, se firmaron 104 contratos de los cuales 31 (29.8%) corresponden a producción compartida y 73 (70.2%) a licencias, de éstos se espera una inversión de 76,634.9 mdp, una producción de 11,615.0 MMbpc. De las licitaciones realizadas hasta el momento se adjudicaron 104 bloques, que representan el 66.2% del total que fue de 157, éstos bloques fueron para tres tipos de espacios: terrestres con 49, aguas someras con 69 y aguas profundas con 39.

Respecto de la superficie se adjudicó un total de 87,037.4 km², el 63.4% del total, que fue de 137,338.6 km². Durante los procesos de licitación han participado (presentado ofertas) un total de 112 empresas de las cuales a 71 se les adjudicaron contratos, ya sea individual o en consorcio. Dichas empresas pertenecen a 24 países, incluido México, el cual tiene a 55 empresas participando.

De los 157 bloques licitados, 69 fueron bajo la modalidad de producción compartida, adjudicando 31, mientras que 38 quedaron sin contratista; de los 88 bloques de licencia, 73 se adjudicaron y 15 se declararon desiertos. El promedio de la participación del Estado en los contratos de producción compartida fue de 53.5%; mientras que en los de licencia, el valor de la regalía adicional fue de 31.0%. El monto que la CNH obtuvo derivado de las licitaciones fue de 2,572.0 mdp, de los cuales el 94.9% (2,440.2 mdp) corresponden al acceso al cuarto de datos y el 5.1% (131.8 mdp) por la inscripción a la licitación.

2.2.3. Contratos

En este apartado se analizarán los resultados de los contratos que la CNH ha suscrito con las empresas ganadoras en las licitaciones descritas en el apartado anterior. Por esto, es relevante mencionar que los términos económicos a los que cada contrato se debía sujetar se establecieron en las bases de licitación, éstas fueron las variables de adjudicación, las cuales eran distintas para cada modalidad. En la Ley de Hidrocarburos, artículo 18, se señala que los contratos podrán ser, entre otros, de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia. Cabe mencionar que hasta el momento sólo se han suscrito contratos de dos tipos: licencia y producción compartida.

En el cuadro siguiente se señalan las principales características de cada uno de los tipos de contratos:

TIPOS DE CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

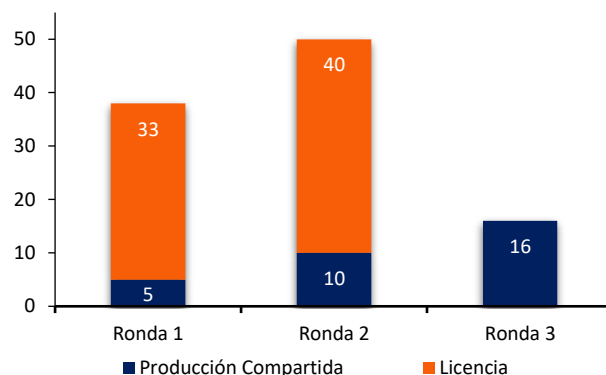
TIPO DE CONTRATO	CARACTERÍSTICAS
Licencia	• Las contraprestaciones por cuota contractual y regalía a favor del Estado son en efectivo. • La transmisión de los hidrocarburos a favor de los contratistas será de forma onerosa, siempre que se encuentre al corriente de los pagos.
Utilidad Compartida	• El contratista entrega la producción contractual al comercializador. • El comercializador, entrega los ingresos al FMPED. • El FMPED paga al Contratista en efectivo.
Producción Compartida	• La contraprestación al contratista es en especie. • El contratista entrega en especie las contraprestaciones al comercializador. • El comercializador entrega el producto de la venta al FMPED.
Servicios	• El contratista entrega la producción al Estado. • La contraprestación al contratista es en efectivo. • El fondo le paga al contratista con los recursos generados por la comercialización.

FUENTE: Retomado de CNH, “Administración Técnica de Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos”, presentación gráfica expuesta en las Mesas de Trabajo para la Evaluación de la Reforma Energética: Hidrocarburos, celebradas el 20 y 21 de septiembre de 2018 en la Auditoría Superior de la Federación, disponibles en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>.

De los dos tipos de contratos que se han suscrito, es importante mencionar que se hicieron bajo los términos establecidos en las bases de licitación respecto de las condiciones económicas. En los contratos de producción compartida se establecieron los parámetros mínimos de la Participación del Estado en la Utilidad Operativa, así como el Incremento Porcentual en el Programa Mínimo de Trabajo (IPPMT); mientras que para los de Licencia los valores fueron para la regalía adicional y el Factor de Inversión Adicional.

CONTRATOS SUSCRITOS POR LA CNH, 2015-2018

A 2018, se han otorgado un total de 104 contratos, 31 de producción compartida y 73 de licencia, derivados de la Ronda uno, dos de las licitaciones para la adjudicación de contratos, así como de la licitación unos de la Ronda tres. Producto de la Ronda uno se firmaron 38 contratos, 5 de producción compartida (PC) y 33 de licencia; para la Ronda dos, 50 contratos, 40 de licencia y 10 de PC. Mientras que de los 16 que se han suscrito de la Ronda tres todos han sido de PC.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en CNH, Tablero de Empresas Petrolera, disponible en <https://portal.cnih.gob.mx>, consultado el 24 de octubre de 2018.

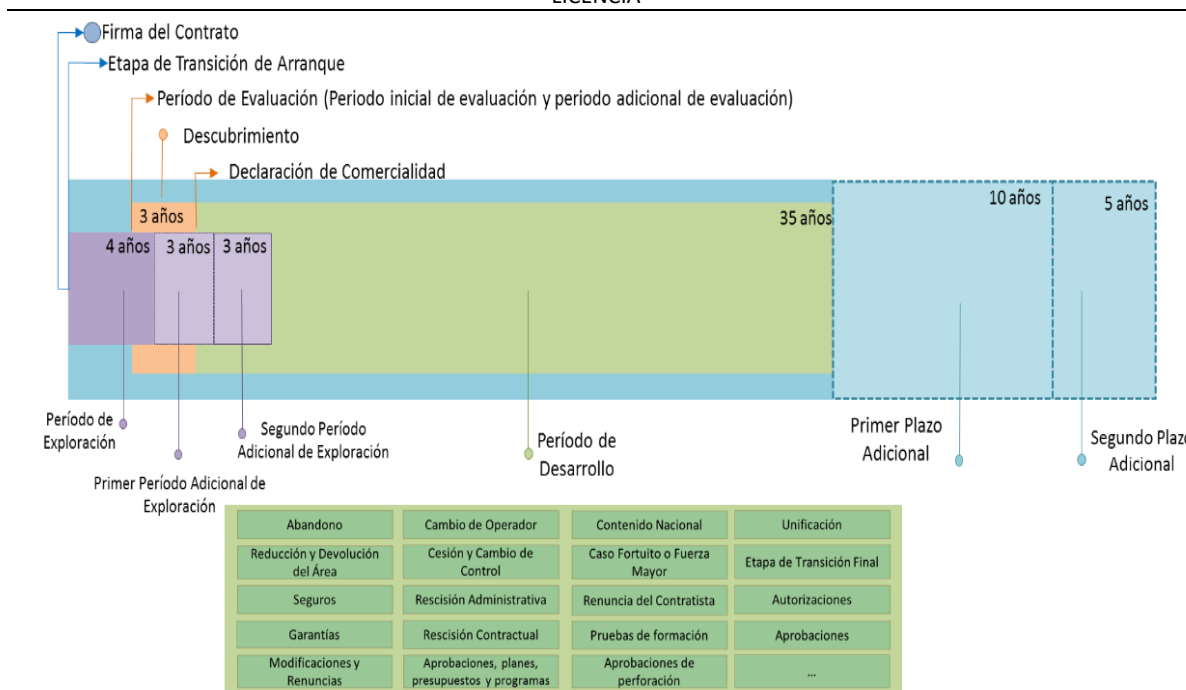
NOTA: En la Ronda tres, sólo se ha concluido una licitación, a diferencia de las otras dos rondas que comprenden cuatro licitaciones cada una.

En el desarrollo de este apartado se retomarán, en algunos casos, los contratos adjudicados en la Ronda tres, así como los de la licitación cuatro de la Ronda dos, esto a manera de análisis a 2018, ya que fueron firmados efectivamente en mayo y junio de este año, por lo que no tienen registrados datos.

Es importante señalar que, al ser de diferente modalidad los contratos establecen periodos distintos para las fases en que se desarrollarán. En los contratos modalidad licencia, se tienen diez fases en total: 1) firma del contrato; 2) etapa de transición de arranque; 3) periodo de exploración; 4) periodo de evaluación; 5) primer periodo adicional de exploración; 6) declaración de comercialidad; 7) segundo periodo adicional de exploración; 8) periodo de desarrollo; 9) primer plazo adicional, y 10) segundo plazo adicional.

Las diez fases antes mencionadas, pueden superponerse unas con otras, por lo que en la ilustración siguiente se puede observar este proceso:

ESTRUCTURA GENERAL DEL MODELO DE CONTRATO PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN EN MODALIDAD DE LICENCIA

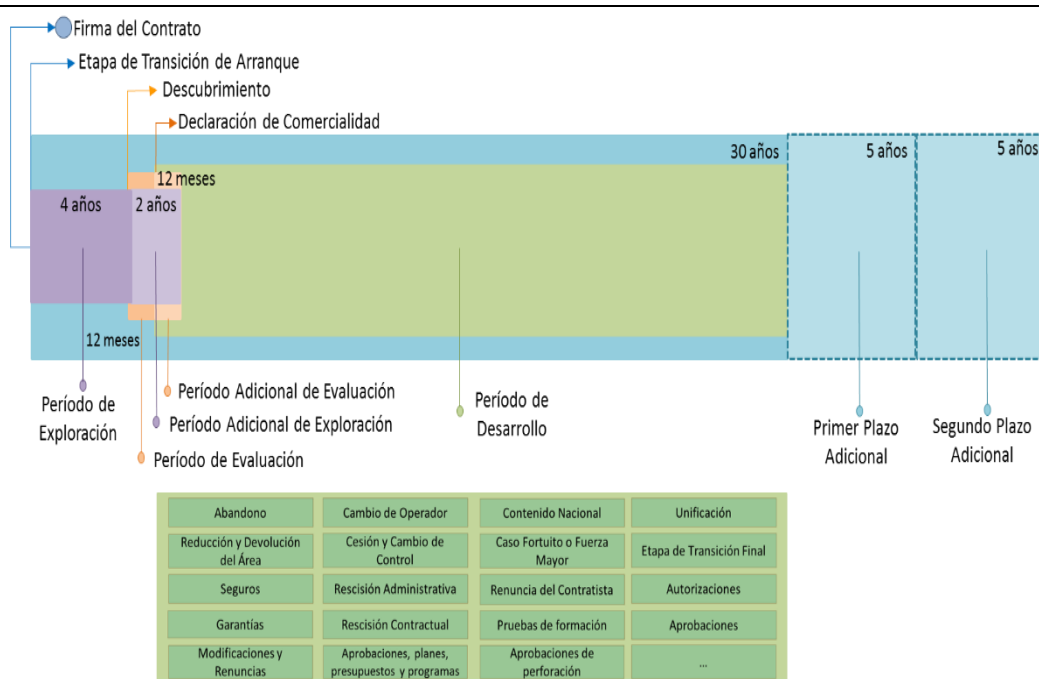


FUENTE: Retomado de CNH, “Administración Técnica de Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos”, presentación gráfica expuesta en las Mesas de Trabajo para la Evaluación de la Reforma Energética: Hidrocarburos, celebradas el 20 y 21 de septiembre de 2018 en la Auditoría Superior de la Federación, disponibles en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>.

En la ilustración anterior se señala la duración de contratos por 35 años, los cuales podrían extenderse por 15 años más. En el caso de los contratos suscritos por la CNH de esta modalidad, la duración de éstos va de los 25 a los 35 años, un total de 25 contratos durarán 25 años; sin embargo, sólo son para la extracción de hidrocarburos, no para la exploración, por lo que los años comprendidos para la exploración no se incluyen.

Respecto de los contratos de producción compartida, las fases son las mismas que en el de licencia; sin embargo, la duración de éstas no es la misma, un ejemplo de ello son los plazos adicionales, que en el caso anterior podían ser de un total de 15 años más, en éstos únicamente son de 10 años, como puede apreciarse en el esquema siguiente:

ESTRUCTURA GENERAL DEL MODELO DE CONTRATO PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN EN MODALIDAD DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA



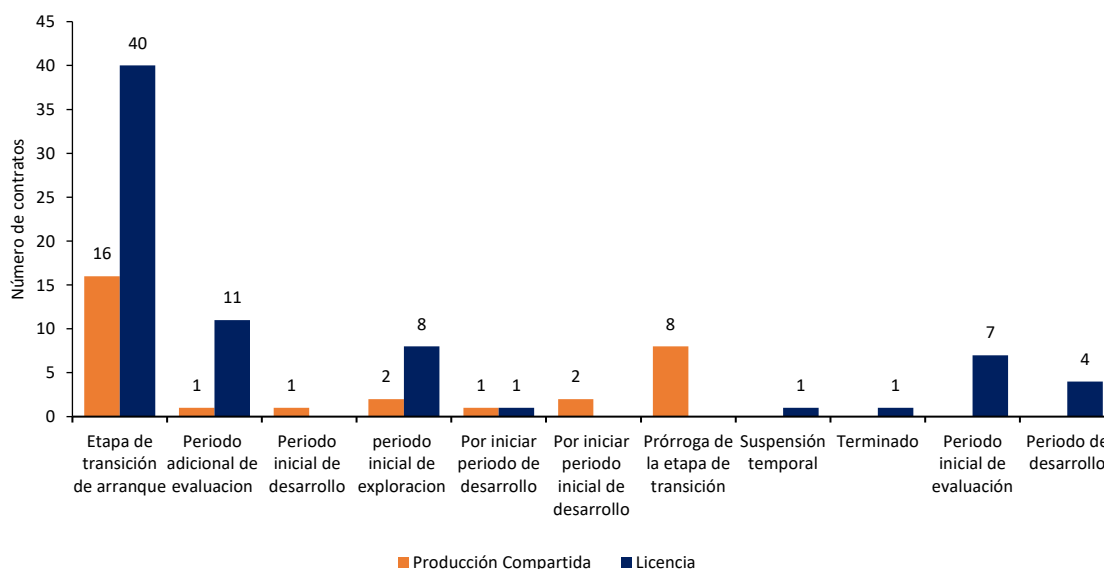
FUENTE: Retomado de CNH, “Administración Técnica de Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos”, presentación gráfica expuesta en las Mesas de Trabajo para la Evaluación de la Reforma Energética: Hidrocarburos, celebradas el 20 y 21 de septiembre de 2018 en la Auditoría Superior de la Federación, disponibles en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>.

La duración de los contratos suscritos por la CNH bajo la modalidad de producción compartida va de los 25 a los 30 años, tres tienen una duración de 25 años, pero son sólo para la extracción de hidrocarburos, lo que indica que no tienen que realizar la etapa de exploración; mientras que 28 tienen una duración por 30 años, se incluyen los de la licitación uno de la Ronda tres.

Lo anterior se menciona debido a que la producción de hidrocarburos no se da inmediatamente después de que el contrato fue adjudicado, sino que depende de la fase en la que éste se encuentre.

En el gráfico siguiente se puede observar la cantidad de contratos que se encuentran en las diversas etapas, de acuerdo con el portal oficial de Rondas México:

NÚMERO DE CONTRATOS POR ETAPA, 2015-2018



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Rondas México, disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/>

NOTA: Incluye el total de los contratos suscritos en la Ronda uno y dos, así como de la licitación 1 de la Ronda tres,

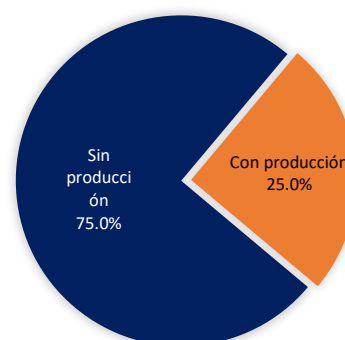
De acuerdo con el gráfico, la mayoría de los contratos tanto de producción compartida como de licencia se encuentran en la etapa de transición de arranque, etapa inmediata después de la firma del contrato; más de la mitad del total de cada modalidad. Mientras que un contrato de licencia ha terminado, no porque se haya acabado su vigencia, sino porque el contratista solicitó su finalización a la CNH debido a que no podría pagar el valor de la regalía adicional que ofreció.

a) Producción

Respecto de la producción, el Centro Nacional de Información sobre Hidrocarburos (CNIH) señala que, a septiembre de 2018, 26 de los 104 contratos habían presentado producción de hidrocarburos (gas y aceites), lo que representa el 25.0% del total de los contratos.

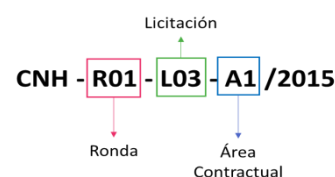
Los bloques con producción, se ubican en zonas terrestres y son de la modalidad licencia, y pertenecen a 3 licitaciones únicamente, licitación tres de la Ronda uno y licitación dos y tres de la Ronda dos.

PORCENTAJE DE CONTRATOS CON PRODUCCIÓN, 2015-2018



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en CNIH, Tablero de producción de petróleo y gas.

En el cuadro siguiente se muestra la producción de cada de los contratos que han producido, el nombre del contrato señala a qué ronda pertenece, la licitación, así como el área contractual:



PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS POR CONTRATO
(mayo 2016 - septiembre 2018)

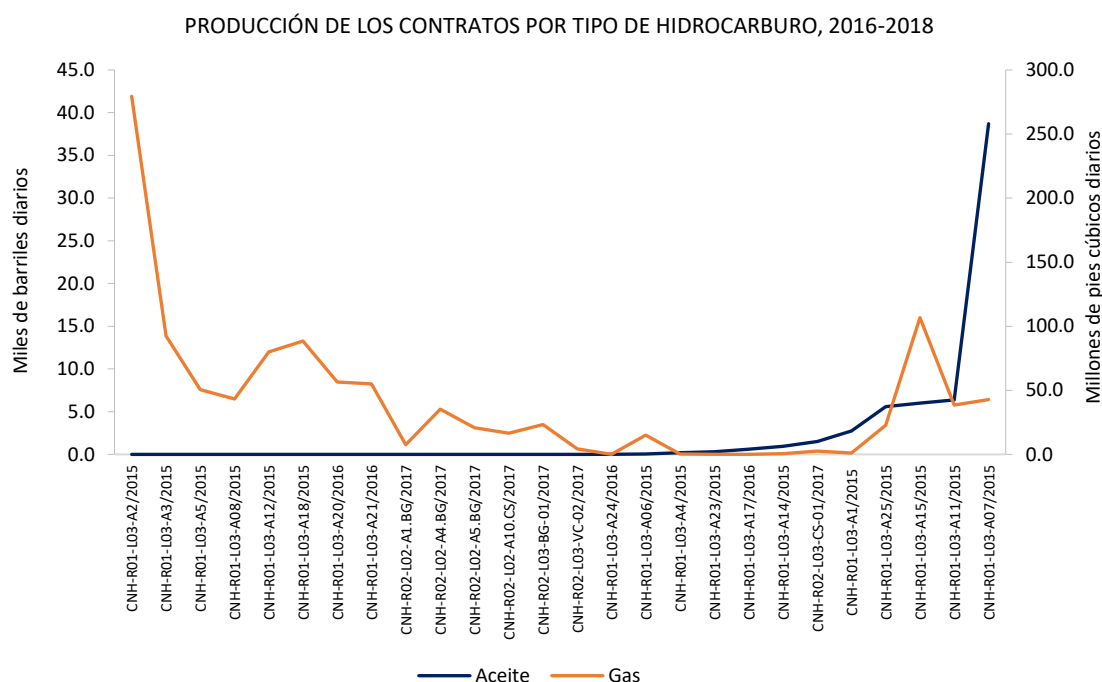
CONTRATO	FASE PERÍODO	2016		2017		2018		Total	
		Aceite (Mbd)	Gas (Mmpcd)	Aceite (Mbd)	Gas (Mmpcd)	Aceite (Mbd)	Gas (Mmpcd)	Aceite (Mbd)	Gas (Mmpcd)
CNH-R01-L03-A1/2015	De desarrollo	0.5	0.2	0.6	0.3	1.7	0.6	2.7	1.2
CNH-R01-L03-A2/2015	Adicional de Evaluación	0.0	79.5	0.0	119.3	0.0	80.5	0.0	279.4
CNH-R01-L03-A3/2015	Adicional de Evaluación	0.0	29.7	0.0	37.7	0.0	25.1	0.0	92.4
CNH-R01-L03-A4/2015	Adicional de Evaluación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.2	0.4
CNH-R01-L03-A5/2015	De desarrollo	0.0	16.9	0.0	19.9	0.0	13.7	0.0	50.5
CNH-R01-L03-A06/2015	De desarrollo	0.1	2.3	0.0	0.0	0.0	12.6	0.1	14.9
CNH-R01-L03-A07/2015	De desarrollo	5.0	8.2	12.2	17.9	21.5	16.6	38.7	42.7
CNH-R01-L03-A08/2015	Adicional de Evaluación	0.0	12.5	0.0	18.5	0.0	12.4	0.0	43.4
CNH-R01-L03-A11/2015	Adicional de Evaluación	2.0	15.9	2.8	13.2	1.5	9.5	6.4	38.6
CNH-R01-L03-A12/2015	Adicional de Evaluación	0.0	23.3	0.0	34.1	0.0	22.6	0.0	80.0
CNH-R01-L03-A14/2015	Terminado	0.9	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.6
CNH-R01-L03-A15/2015	Adicional de Evaluación	1.8	24.7	2.4	46.9	1.9	35.3	6.0	106.8
CNH-R01-L03-A17/2016	Inicial de Evaluación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.1	0.6	0.1
CNH-R01-L03-A18/2015	Por iniciar Período de Desarrollo	0.0	27.9	0.0	35.5	0.0	25.1	0.0	88.5
CNH-R01-L03-A20/2016	Inicial de Evaluación	0.0	7.4	0.0	28.3	0.0	20.7	0.0	56.4
CNH-R01-L03-A21/2016	Inicial de Evaluación	0.0	8.1	0.0	28.8	0.0	18.0	0.0	54.9
CNH-R01-L03-A23/2015	Adicional de Evaluación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.1	0.3	0.1
CNH-R01-L03-A24/2016	Inicial de Evaluación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1
CNH-R01-L03-A25/2015	Inicial de Evaluación	1.9	5.8	2.4	10.8	1.3	6.2	5.6	22.8
CNH-R02-L02-A1.BG/2017	Transición de arranque	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	7.4	0.0	7.5
CNH-R02-L02-A4.BG/2017	Transición de arranque	0.0	0.0	0.0	3.1	0.0	32.2	0.0	35.3
CNH-R02-L02-A5.BG/2017	Transición de arranque	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0	19.2	0.0	20.8
CNH-R02-L02-A10.CS/2017	Transición de arranque	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	15.2	0.0	16.4
CNH-R02-L03-BG-01/2017	Transición de arranque	0.0	0.0	0.0	2.2	0.0	21.0	0.0	23.2
CNH-R02-L03-VC-02/2017	Transición de arranque	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	4.1	0.0	4.4
CNH-R02-L03-CS-01/2017	Transición de arranque	0.0	0.0	0.1	0.4	1.4	2.3	1.5	2.7
TOTAL		12.1	263.1	20.5	420.1	30.5	400.9	63.1	1,084.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en CNIH, tablero de producción de petróleo y gas, disponible en: <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboards.php#>, consultado el 26 de octubre de 2018.

De acuerdo con el cuadro, la producción derivada de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos es mayor en gases respecto de los aceites, del primero de 2016 a septiembre de

2018, se tiene una producción registrada de 1,084.0 Millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) para los primeros, mientras que, de aceites 63.1 Miles de barriles diarios (Mbd). ^{27/}

En este sentido, también se identifica que hay un contrato terminado, que tuvo una mínima producción, únicamente el 2016, con 0.9 Mbd (aceite) y 0.6 MMpcd (gas). Como ya se mencionó antes, la terminación del contrato obedeció a que el contratista ya no pudo pagar el valor de la regalía adicional que había ofrecido durante la licitación. El contrato que mayor cantidad ha producido de gas, no ha producido barriles de petróleo; mientras que el que mayor cantidad tiene en producción de aceites, tiene, en menor cantidad, producción en gas, como puede apreciarse en el siguiente gráfico:



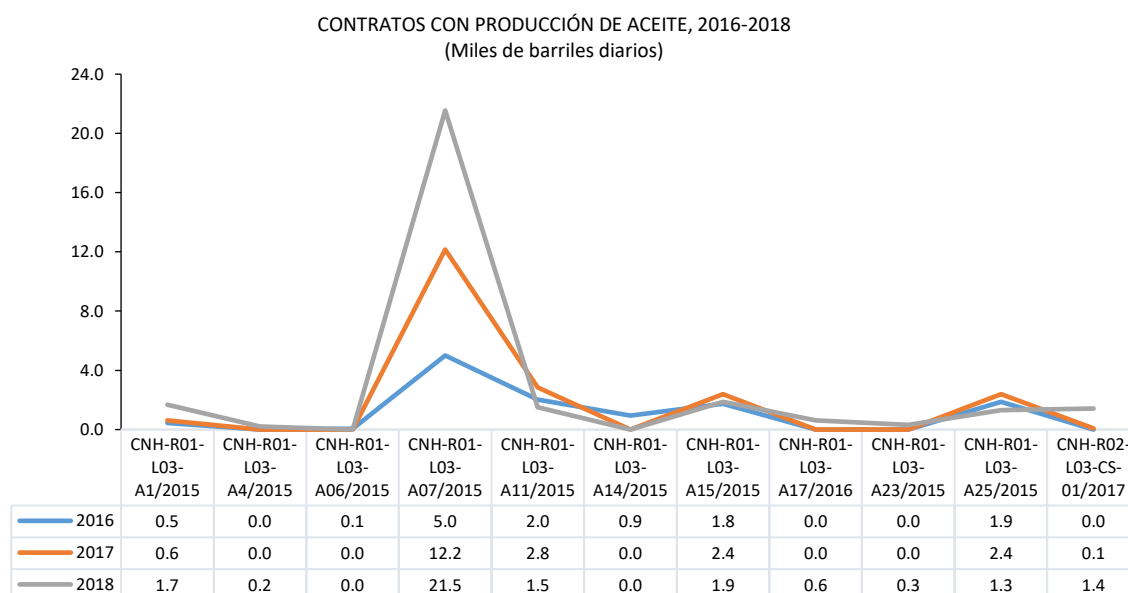
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en CNIH, tablero de producción de petróleo y gas, disponible en: <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboards.php#>, consultado el 26 de octubre de 2018.

Como se observa, el contrato que más gas ha producido no ha tenido nada de producción de aceites, esto debido a que el área contractual en el que se encuentra, Benavides-Primavera, contaba, al momento de licitar, con un volumen original en sitio de 190 mil millones de pies cúbicos de gas;

^{27/} Hasta septiembre de 2018, el contrato que mayor producción de gases ha tenido, es el CNH-R01-L03-A2/2015, ubicado en el área contractual “Benavides primavera” en el estado de Nuevo León, con una superficie de 171.5 kilómetros cuadrados, operada por el consorcio Petrolero 5M del Golfo, compuesto por las empresas Nuvoil, Sistemas Integrales de Compresión y Constructora Marusa. Por su parte el contrato CNH-R01-L03-A07/2015, ubicado en el área contractual denominada Cuichapa poniente, en Moloacán, Veracruz, con una superficie de 41.5 kilómetros cuadrados, la cual es operada por la empresa Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V., quien ofertó al Estado mexicano, una regalía adicional por 60.8%; es el que mayor producción de aceites tiene.

mientras que el contrato con mayor producción de aceite, se ubica en el estado de Veracruz en el campo Cuichapa Poniente, que contaba con un volumen original en sitio de 453 millones de barriles de aceite y 472 mil millones de pies cúbicos de gas. De los 31 contratos con producción sólo 11 han producido aceite y gas al mismo tiempo.

En el grafico siguiente se puede observar la producción de aceites en éstos contratos:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en CNIH, Tablero de producción de petróleo y gas, <https://portal.cnih.cnh.gob.mx>, consultado el 26 de octubre de 2018.

De acuerdo con el grafico, tres contratos comenzaron la producción de aceite en 2018, mientras que dos lo hicieron en 2016, de esos uno es el que ya se ha dado por finalizado a iniciativa del contratista. El promedio de producción de aceite fue de 1.1 Mbd en 2016, y de 1.9 y 2.8 Mbd en 2017 y 2018, respectivamente.

A lo largo de este apartado se han mostrado las cifras de producción de hidrocarburos, derivadas de los contratos para la exploración y extracción, y como puede observarse, las cifras no son representativas, debido a que los contratos que cuentan ya con una producción tienen una duración entre 25 y 30 años, por lo que llevan operando dos años y podrán seguir haciéndolo por más de 25 años, y muchos de ellos aún no se encuentran en la fase de desarrollo, por lo que no se descarta la posibilidad de que su producción aumente.

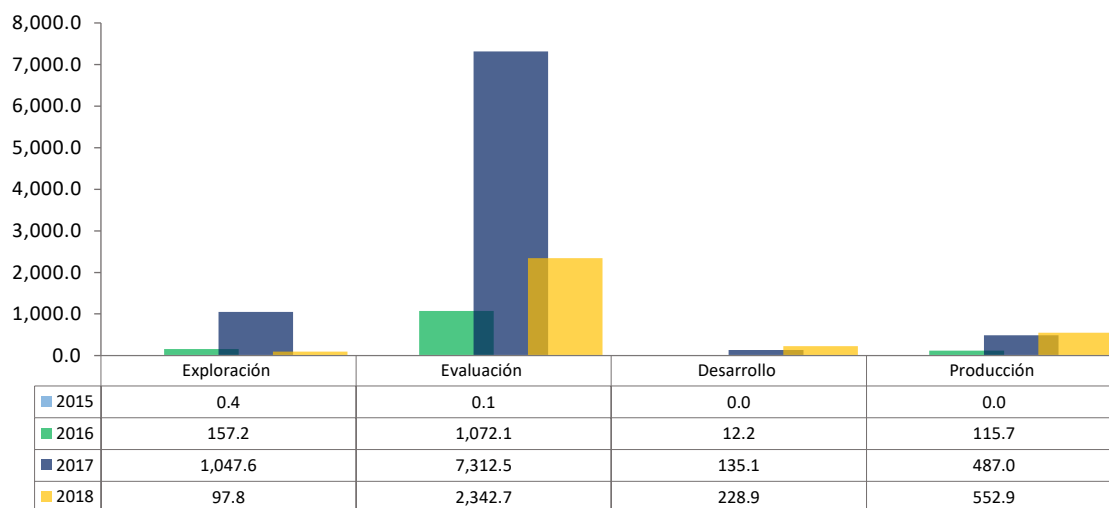
Asimismo, únicamente el 25.0% de los contratos ha tenido producción, por lo que la producción del 75.0% aún no se contabiliza en las cifras anteriores.

b) Inversiones

Respecto de las inversiones derivadas de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, es importante mencionar que éstas se rigen de acuerdo con los planes que presentan las empresas a la CNH, los planes son para la exploración, la evaluación y el desarrollo de la extracción, y en su caso, para el abandono del área.

A 2018, no todos los contratos han presentado inversiones, o en su defecto, aún no han sido registrados por la CNH en el portal de Rondas México, razón por la que únicamente se cuenta con datos de los contratos adjudicados en la Ronda uno, de las licitaciones uno a la tres, ya que de la licitación cuatro solamente un contrato tiene datos publicados, lo que representa únicamente 31 contratos (Ver Anexo IX) En el siguiente cuadro, se muestra el monto de inversión por año en cada actividad a la que fue destinada:

INVERSIÓN DERIVADA DE LOS CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, POR ACTIVIDAD, 2015-2018
 (Millones de pesos)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Rondas México, disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/>

NOTA 1: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

NOTA 2: El tipo de cambio a 2015 fue de 15.85417589, a 2016 de 18.65670109, a 2017 de 18.92911123 y a 2018 de 19.04187723.

De acuerdo con el cuadro, las cifras de 2015 no son visibles, debido a que no son representativas respecto de las de los años siguientes, ya que solamente dos contratos se firmaron en ese ejercicio, mientras que los otros contratos se distribuyeron en los años subsecuentes.

Es importante mencionar que la CNH registra las inversiones en dólares, por lo que el tipo de cambio que se utilizó para las cifras fue el promedio anual. Por esto, las inversiones mayores se han dado en las actividades de evaluación, con un monto total de 10,727.3 millones de pesos (mdp), a éstas

le siguen las de exploración, con un total de 1,303.0 mdp, posteriormente las de producción y desarrollo con 1,155.6 y 376.2 mdp, respectivamente. Mientras que en abandono no se ha invertido nada, ni siquiera del contrato CNH-R01-L03-A14/2015 que se dio por terminado. Respecto del periodo 2015-2018, el año en el que menos se invirtió, como ya se señaló, fue 2015, con un total de 0.5 (mdp), en 2016, la suma ascendió a 1,357.1 mdp, para el ejercicio siguiente a 8,982.2 mdp, mientras que, a septiembre de 2018, se ha registrado un total de 3,222.3 mdp.

Si bien, la inversión de 2016 a 2017 creció un promedio anual de 561.9%, no se observa que esa tendencia se mantenga para 2018 ya que, a más de la mitad del año, la inversión no representa ni el 50.0% de la obtenida en todo el 2016; sin embargo, en la inversión de desarrollo y producción, hasta la fecha, ha sido mayor que en los años previos. En general, la inversión derivada de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos asciende a un total de 13,562.1 mdp únicamente por 31 contratos, por lo que se estima que esta suma se triplique, debido a que los contratos con inversión representan el 30.1% de los 103 contratos vigentes.

c) Supervisión de contratos

La CNH además de brindar asistencia técnica y emitir opiniones a la SENER, es la instancia encargada de llevar a cabo el proceso de licitación, así como la suscripción de los contratos, y posteriormente a esto, los administra técnicamente. Para realizar la administración, la CNH cuenta con el “Manual para la administración técnica de los contratos suscritos para la exploración y extracción de hidrocarburos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos”.

En dicho manual, se señalan los elementos que se revisan en la administración de contratos, siendo los siguientes: a) arranque; b) periodos contractuales; c) aprobación de planes y programas; d) seguimiento al cumplimiento; e) transición final, y f) actividades administrativas.

La CNH, con el fin de mantener actualizada la información correspondiente a la administración de contratos, cuenta con un sistema institucional denominado Sistema de Integral de Administración de Asignaciones y Contratos (SIAAC), en el que se registran los datos de las áreas contractuales suscritas a los contratistas, desde el monto de las contraprestaciones acumuladas, la producción, los pozos abiertos, así como el cumplimiento de las cláusulas de los contratos.

Asimismo, la Comisión, de acuerdo con el artículo 22, fracción XIII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), con el fin de supervisar y vigilar el

cumplimiento de las disposiciones jurídicas, así como de la regulación de los contratos, podrá ordenar visitas de verificación, inspección o supervisión.

Respecto de lo anterior, se solicitó a la CNH el procedimiento para la realización de las visitas a las áreas contractuales; información que se proporcionó mediante el oficio núm. UJ-DGC/234/171/2018 del 10 de septiembre del 2018, en la que se señaló que como resultado del análisis de la información proporcionada por los contratistas en el seguimiento de los planes, puede solicitar información adicional o realizar las visitas e inspección, con el objetivo de observar el cumplimiento de los compromisos adquiridos por los contratistas.

En relación con el número de sanciones derivadas de las visitas de inspección, la CNH indicó que, respecto de los contratos, sólo se había realizado una visita de acompañamiento a la compañía de Canamex Energy Holdings S.A.P.I. de C.V, como parte de la Etapa de Transición Final debido a la terminación anticipada del contrato CNH-R01-L03-A14/2015, de la que su resolución fue sin observaciones. Las demás visitas realizadas por la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos de la CNH han sido a las asignaciones de PEMEX.

En conclusión, en el periodo 2015-2018 la Comisión Nacional de Hidrocarburos ha firmado con los particulares 104 contratos, de los cuales 31 (29.8%) corresponden a la modalidad de producción compartida y 73 (70.2%) a licencia, es importante señalar que hasta la fecha no se han firmado contratos con la modalidad de utilidad compartida y de servicios. Por lo que se refiere a la vigencia de los contratos, se encontró que para las licencias es de 35 años, mientras que los de producción compartida es de 25 a 30, dependiendo del tiempo que se tarden en producir los hidrocarburos, pues esto no es de manera inmediata, ya que por el tiempo en el que se ha desarrollado la política analizada, se encontró que 56 contratos, de ambas modalidades, se encuentran en la etapa de transición de arranque, mientras que sólo 4 licencias han llegado al periodo de desarrollo.

Considerando lo anterior, se determinó que, a septiembre de 2018, 26 (25.0%) de los 104 contratos presentaron producción de gas y aceites, dentro de éstos se encuentra uno que fue concluido a petición del contratista, ya que éste no pudo pagar el valor de la regalía adicional que ofreció durante la licitación.

Si bien la inversión de 2016 a 2017 creció en promedio anual de 561.9%, no se ve reflejado que esa cifra vaya a replicarse para 2018 ya que, a más de la mitad del año, la inversión no representa ni el

50.0% de la obtenida en todo el 2016; sin embargo, en la inversión de desarrollo y producción, hasta la fecha, ha sido mayor que en los años previos.

En general, la inversión derivada de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos asciende a un total de 13,562.1 mdp únicamente por 31 contratos, por lo que se estima que esta suma se triplique, debido a que los contratos con inversión representan el 30.1% de los 103 contratos vigentes.

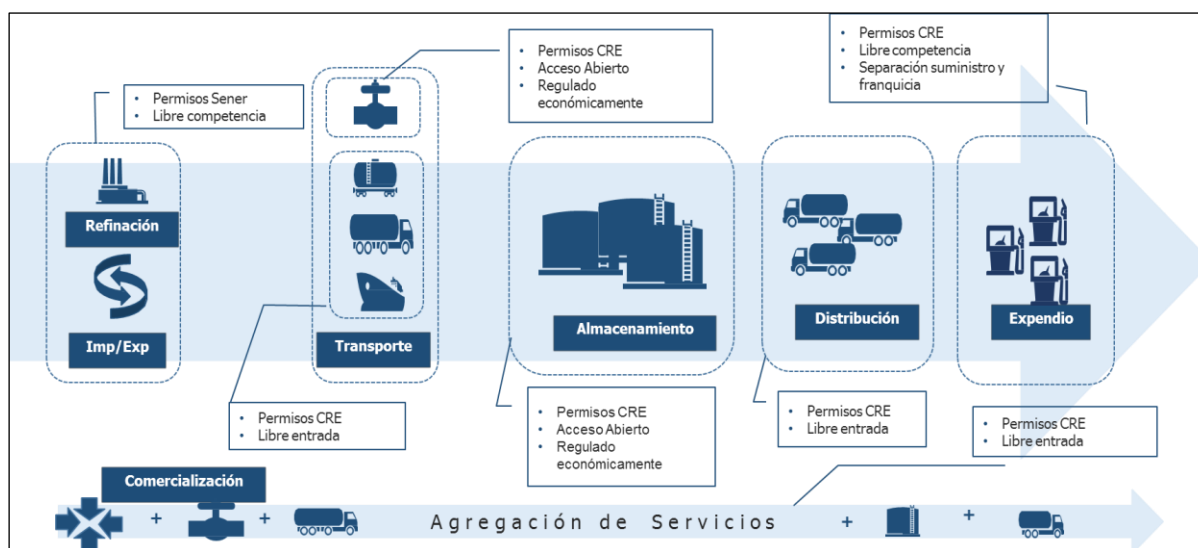
En relación con el número de sanciones derivadas de las visitas de inspección, la CNH indicó que, respecto de los contratos, sólo se ha realizado una visita de acompañamiento, como parte de la Etapa de Transición Final debido a la terminación anticipada del contrato CNH-R01-L03-A14/2015. De dicha visita se obtuvo una resolución sin observaciones.

2.2.4. Permisos

Con la modificación a los artículos 25, 26 y 27 constitucionales se buscó la soberanía y la seguridad del sector energético, mediante el fomento al mejoramiento de la productividad energética, la restitución de las reservas de hidrocarburos, la diversificación de las fuentes de combustibles, la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población y la mayor eficiencia de su producción y uso. Con lo anterior se pretende cumplir con el fortalecimiento de las Empresas Productivas del Estado y la participación del sector privado, si bien ambos son regulados por el Estado, en el caso de los participantes privados se buscó consolidar un marco regulatorio con el que se les permita participar bajo las mejores condiciones y por ello los permisos que se les otorgan se encuentran estrictamente fundados.

De acuerdo con el artículo 48 de la Ley de Hidrocarburos la SENER y la CRE son las encargadas de otorgar permisos, en el caso de la primera, se trata de los relacionados con el tratamiento y refinación de petróleo; procesamiento de gas natural, y la exportación e importación de hidrocarburos y petrolíferos. Mientras que la segunda, se encarga de los de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos, así como la gestión de los Sistemas Integrados, como se muestra en el esquema siguiente:

ESQUEMA DE PERMISOS OTORGADO POR LA SENER Y LA CRE



FUENTE: Retomado de SENER, “El esquema de permisos a cargo de SENER”, presentación gráfica expuesta en las Mesas de Trabajo para la Evaluación de la Reforma Energética: Hidrocarburos, celebradas el 20 y 21 de septiembre de 2018 en la Auditoría Superior de la Federación, disponibles en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>.

a) Permisos emitidos por la SENER

La LH señala los requerimientos para llevar a cabo las actividades de tratamiento y refinación de petróleo, así como del procesamiento del gas natural, en dicha ley se establece que éstos permisos son emitidos por la SENER, es por ello que esta última, a partir de la modificación a la legislación en materia de hidrocarburos, haya diseñado un marco regulatorio para la entrada de los particulares a dichas actividades, pero sin olvidar que las personas que llevaban a cabo actividades de tratamiento de Petróleo a la fecha de entrada en vigor del nuevo marco normativo, debían solicitar y obtener el permiso correspondiente de la Secretaría de Energía a más tardar el 30 de junio de 2015.

Considerando lo anterior, el 30 de junio de 2015 se emitieron tres permisos para tratamiento de petróleo a nombre de PEMEX Exploración y Producción, con una vigencia de 30 años; por lo que se refiere a la refinación de petróleo se otorgaron 6 permisos a nombre de PEMEX Transformación Industrial, con la misma vigencia. Es importante señalar que los permisos de refinación fueron actualizados el 13 marzo de 2018 en cumplimiento del “Acuerdo por el que se establecen las disposiciones administrativas de carácter general que establece los modelos de títulos de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de gas natural”, la actualización consintió en incluir el anexo 3 de modificación de formatos y la periodicidad de los reportes establecidos para los permisionarios de refinación de petróleo. Mientras que a esta última subsidiaria también se le otorgaron 9 permisos para el procesamiento de gas natural.

Para el periodo de análisis 2015-2017, la SENER había otorgado 18 permisos, de los cuales 3 (16.7%) correspondían a títulos de permisos para tratamiento de petróleo, 6 (33.3%) a refinación de petróleo y 9 (50.0%) al procesamiento de gas natural. Todos los títulos estarán vigentes hasta 2045. El desglose de los permisos se encuentra en el Anexo X.

De los nueve permisos emitidos para el tratamiento y refinación de petróleo, así como para el procesamiento de gas natural, han sido para dos empresas subsidiarias de PEMEX, Transformación Industrial, y Exploración y Producción, teniendo que todos esos permisos ya existían antes de la reforma energética y que sólo se revalidaron ante el nuevo marco operativo, además, de que los particulares, hasta la fecha, no han solicitado permisos para realizar dichas actividades, por lo que no se pueden observar avances significativos en la inversión en este segmento de producción de hidrocarburos.

Como ya se mencionó, la SENER buscó incrementar la competencia y las alternativas de abasto eficiente de combustibles con los permisos que otorga, es por ello que las actividades que realiza para la emisión de éstos en materia de importaciones y exportaciones, si bien dichos permisos se concedían antes de la entrada en vigor de la política de hidrocarburos implementada por el Ejecutivo Federal anterior, no fue sino hasta el 30 de diciembre de 2015 que las secretarías de Energía y Economía modificaron el “Acuerdo por el que se establece la clasificación y codificación de hidrocarburos y petrolíferos cuya importación y exportación esté sujeta a Permiso previo por parte de la Secretaría de Energía”, este documento establece la certidumbre para los participantes en el sector, ya que uno de los puntos relevantes es que la vigencia de éstos permisos es de 20 años, lo que significa que se prioriza el largo plazo de los proyectos, pues las inversiones financieras que se realizan por parte de los particulares es particularmente elevada.

Es importante mencionar que el Acuerdo antes mencionado ha presentado una serie de ajustes, entre la que se incluye una realizada el 8 de septiembre de 2017 solicitada por la SHCP, en la que se adicionaron los aspectos fiscales en cuanto a los regímenes aduaneros, los cuales le permiten a los permisionarios una mayor certeza de su inversión. En el caso de los permisos previos de importación y exportación de petrolíferos, se tiene que para el periodo 2015-2017 la SENER otorgó 2,114 de los cuales el 84.0% (1,776) corresponde a importación y el 16.0% (338) a exportación, mientras que el año en el que se emitieron más permisos fue 2017 con 969, lo anterior se observa en el cuadro siguiente:

CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE PETROLÍFEROS, 2015-2017
 (Número)

Tipo de contrato/Año	2015	2016	2017	Total por tipo
Importación	212	660	904	1,776
Exportación	200	73	65	338
Total por año	412	733	969	2,114

FUENTE: Información proporcionada por la SENER mediante oficio núm. 411/1454/18 del 11 de septiembre de 2018.

Sin embargo, la información publicada en la página de internet de la SENER referente a los permisos de importación vigentes difiere de la proporcionada por la misma entidad, ya que, al 16 de mayo de 2018, están vigentes 1,092 permisos de los cuales 512 (46.9%) corresponden a la importación de diésel, 390 (35.7%) de gasolina, 108 (9.9%) de gas L.P. y se tienen 82 (7.5%) permisos de importación de turbosina. Lo anterior se muestra en el cuadro siguiente.

NÚMERO DE PERMISOS DE IMPORTACIÓN DE PETROLÍFEROS ACUMULADOS A 2018

Producto	Número de empresas	% del número de empresas	Número de permisos	% del número de permisos	Monto ^{1/} Millones de pesos	% del monto
Diésel	351	48.0	512	46.9	425,777.3	37.3
Gasolina	213	29.4	390	35.7	481,250.0	42.2
Gas L.P.	96	12.5	108	9.9	174,655.5	15.3
Turbosina	77	10.1	82	7.5	58,672.7	5.2
Total	737	100.0	1,092	100.0	1,140,355.6	100.0

FUENTE: Información de los permisos otorgados por SENER para la importación de petrolíferos consultada en la página de la Secretaría de Energía en <https://www.gob.mx/sener/articulos/permisos-otorgados-por-sener-para-la-importacion-de-petroliferos> el 1 de octubre de 2018.

^{1/} Se refiere a los montos autorizados, los cuales son indicativos. Es importante señalar que como es un acumulado a 2018, se consideraron los montos de los años 2016 y 2017, los cuales fueron actualizados a precios de 2011 con el factor 1.06161228266935.

Como se puede observar en el cuadro anterior son 737 empresas las que han obtenido un permiso para la importación de petrolíferos, teniendo que el diésel es el producto en el que no sólo hay más importaciones sino en el que participan 48.0% del total de los importadores, mientras que el producto menos importado es la turbosina con tan solo 10.1% de empresas dedicadas a dicha actividad. Del total de permisos de importación se esperaba un monto de 1,140,355.6 millones de pesos (mdp), el cual sólo es indicativo, de dicha estimación de la gasolina se esperaba el mayor monto con 481,250.0 mdp que representó el 42.2% del total y del producto que se esperaba menos es la turbosina con un monto de 58,672.7 mdp que significó el 5.2% del total de los ingresos esperados.

Por lo que se refiere a los permisos de exportaciones e importaciones de gas natural, la SENER informó que recibió un total de 85 solicitudes para exportación, correspondiente al periodo que va

del 1 de enero de 2015 al 22 de junio de 2018, las cuales fueron evaluadas conforme al proceso siguiente:

El interesado en obtener un permiso de exportación de Gas Natural, ingresa la información mediante la Ventanilla Digital Mexicana de Comercio Exterior (VUCEM) o físicamente en las oficinas de la SENER, la cual determinará si ésta es suficiente para iniciar la evaluación de la solicitud. En caso de que la información no sea suficiente o no se apegue a los requisitos, realizará una prevención al solicitante (por única ocasión) dentro de los cinco días hábiles siguientes a la recepción de la solicitud. En caso de que la SENER no emita un requerimiento en el plazo referido, se tendrá por admitida la solicitud.

En caso de realizar la prevención, el solicitante cuenta con un plazo de cinco días hábiles para dar respuesta al mismo; durante este plazo, aquel de 12 días hábiles con que cuenta la SENER para resolver, se suspenderá y reanudará a partir del día siguiente a aquel que el interesado desahogue la prevención. En caso de que la SENER no reciba la respuesta correspondiente dentro del plazo establecido para tal efecto, la solicitud se desechará.

Si la información presentada es suficiente, esta es enviada a la SHCP y la SE, a fin de solicitar su opinión respecto de la solicitud remitida. Dichas secretarías podrán responder por medios electrónicos dentro de los cinco días hábiles siguientes a la recepción de la solicitud en cuanto a la viabilidad de la transacción y su pertinencia para las finanzas públicas y para el abasto suficiente en el territorio nacional.

Una vez que se cuenta con la opinión de las secretarías referidas, la SENER evalúa la información y emite el dictamen respecto de la solicitud, cuya resolución puede ser aprobatoria o negativa. El dictamen genera un oficio de resolución disponible para el interesado y la DGGNP por medios electrónicos en el portal del VUCEM.

En el caso de que la SENER no emita una resolución en el plazo de 12 días hábiles establecidos en el Acuerdo en el que se modifican los plazos de respuesta de diversos trámites inscritos en el RTFS, que corresponde aplicar a la SENER, se tendrá por admitida la solicitud.

FUENTE: Información proporcionada por la SENER mediante oficio núm. 411/1454/18 del 11 de septiembre de 2018.

Considerando lo anterior, la SENER autorizó 46 permisos a 11 empresas para la exportación de gas natural para exportación bajo la fracción arancelaria 2711.21.01, ^{78/} que se refiere a la transportación del producto mencionado por ducto, es relevante hacer mención que dos de los permisos fueron cancelados por la renuncia de los permisionarios. Mientras que el rechazo de las demás solicitudes se debió principalmente a que no se contó con la información suficiente para ser evaluados, el interesado no atendió los requerimientos de información realizados por la autoridad competente dentro de lo que establece el Acuerdo mencionado con anterioridad.

De acuerdo con lo reportado por la Secretaría de Energía los volúmenes y objeto de los permisos otorgados fueron los siguientes:

^{78/} Es la clave con la que se hace referencia al Gas natural (gaseoso) que requiere un permiso expresamente otorgado por la SENER para su exportación.

VOLUMEN Y OBJETO DE LOS PERMISOS DE EXPORTACIÓN AUTORIZADOS POR LA SENER DE 2015-2018

(Número de permisos y pies cúbicos otorgados)

Objeto de la transacción	Número de permisos	% de permisos	Volumen otorgado en los permisos (pies cúbicos)	% del volumen otorgado
Comercialización	25	54.3	679,252.2	86.5
Investigación metrología y requerimientos operativos	21	45.7	105,972.3	13.5
Total	46	100.0	785,224.5	100.0

FUENTE: Información proporcionada por la SENER mediante oficio núm. 411/1454/18 del 11 de septiembre de 2018.

Si bien la SENER informó que no se contabilizó el volumen de un permiso del cual el permisionario renunció a sus derechos, no se aclara a cuánto asciende dicho volumen y tampoco se reporta el volumen del otro permiso cancelado. Asimismo, al revisar la información publicada en la página de la secretaría referida, se observó que del periodo 2015-2017 se otorgaron 27 permisos para la exportación de gas natural por un volumen de 351,992.4 millones de pies cúbicos (MMpc), lo que representa una diferencia de 19 permisos menos y una cantidad inferior de 433,232.1 MMpc conforme lo reportado por la secretaría. De los permisos emitidos 9 de ellos se culminan en 2018.

Por lo que se refiere a las importaciones, se observó que en el periodo de evaluación se emitieron 14 permisos con un volumen de 2.6 MMpc, dichos permisos fueron emitidos por un periodo de un año, por lo que estuvieron vigentes entre 2015 y 2016. Los permisos de importación y de exportación se puede consultar en el Anexo XI del presente documento.

b) Permisos emitidos por la CRE

Como ya se mencionó antes, la Comisión Reguladora de Energía otorga permisos para las actividades relacionadas con el transporte, almacenamiento, distribución, comprensión, licuefacción, descomprensión, regasificación, comercialización y expendio al público, dichos permisos los realiza para los productos: gas natural, gas L.P y petrolíferos.

Por lo que se refiere a Gas Natural la CRE, después de la reforma energética, regula a los participantes, ya sean los particulares o las empresas productivas del Estado, en un contexto de competencia y libre acceso, para ello otorgar permisos de transporte, almacenamiento, distribución, regasificación, licuefacción, compresión y descompresión; comercialización y expendio al público, como se muestra a continuación.



FUENTE: Retomado de CRE, "Regulación de la Comisión Reguladora de Energía en materia de Hidrocarburos" y "Permisos para transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público", presentaciones gráficas expuestas en las Mesas de Trabajo para la Evaluación de la Reforma Energética: Hidrocarburos, celebradas el 20 y 21 de septiembre de 2018 en la Auditoría Superior de la Federación, disponibles en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>.

De acuerdo con lo anterior los permisos aprobados para transporte presentaron un incremento de 61 de los cuales 48 correspondieron a transportación por ducto y 13 a semirremolque, éstos últimos no existían antes de la reforma, de la misma forma las actividades relacionadas con la distribución incrementaron en 32 permisos, teniendo que en materia de ductos creció en 27 y en semirremolque se otorgaron 6, en el caso de las actividades de compresión, descompresión, estaciones de servicios, licuefacción, regasificación y comercialización se emitieron 196, mismos que no existían antes de 2015.

Por lo que se refiere a los kilómetros de red que se renta a los particulares para desarrollar las actividades relacionadas con el mercado de gas natural, se tiene que el transporte por ducto creció en 7,409 km, mientras que para la distribución por ducto fue de 5,835 km, lo anterior responde a uno de los objetivos de la reforma, que consentía en incrementar la infraestructura relacionada con el sector hidrocarburos. En el caso de la inversión tenemos que antes de la reforma era de 137,268.1 mdp, mientras que a 2018 tenemos una cantidad de 408,048.4 mdp, lo que representó un crecimiento de 270,780.3 mdp, que equivale a una variación porcentual de 197.3%. Lo anterior se muestra en el cuadro siguiente:

PERMISOS, INVERSIÓN Y CRECIMIENTO DE LA RED RELACIONADA CON EL GAS NATURAL
 (permiso, millones de pesos y kilómetros)

Actividad y modalidad	Permisos vigentes		Inversión al cierre de 2014 millones de pesos	Inversión adicional estimada a 2018 millones de pesos	Kilómetros de red	
	Antes de la reforma	Después de la reforma			Antes de la reforma	Después de la reforma
Transporte	211	272	58,482.2	231,492.1	n.a	n.a
1. Por ducto	211	259	58,482.2	231,339.8	14,455	21,864
2. Por medio de semirremolques	0	13	n.a	152.3	n.a	n.a
Almacenamiento	3	4	46,397.7	n.a	n.a	n.a
Distribución	23	55	32,388.3	2,056.5	n.a	n.a
1. Por ducto	23	50	32,388.3	1,980.4	49,179	55,014
2. Por medio de semirremolques	0	6	n.a	76.2	n.a	n.a
Compresión	0	21	n.a	552.2	n.a	n.a
Descompresión	0	12	n.a	114.3	n.a	n.a
Estaciones de Servicios	0	51	n.a	1,009.2	n.a	n.a
Licuefacción	0	2	n.a	172,805.0	n.a	n.a
Regasificación	0	1	n.a	19.0	n.a	n.a
Comercialización	0	109	n.a	n.a	n.a	n.a
TOTAL	237	528	137,268.1	408,048.4	63,634	75,654

FUENTE: Retomado de CRE, “Regulación de la Comisión Reguladora de Energía en materia de Hidrocarburos” y “Permisos para transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público”, presentaciones gráficas expuestas en las Mesas de Trabajo para la Evaluación de la Reforma Energética: Hidrocarburos, celebradas el 20 y 21 de septiembre de 2018 en la Auditoría Superior de la Federación, disponibles en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>.

n.a No aplica

Como se puede observar en términos generales hubo un incremento considerable en cuanto a la participación de los particulares en materia de gas natural, sin embargo, aún no se ha logrado ver una disminución de la importación de este producto, ya que de acuerdo con el escenario de demanda establecido en el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS, la oferta nacional ha disminuido en 5.2% (136 MMpcd), mientras que la demanda ha incrementado en 21.3% (1,286 MMpcd), por lo que las importaciones se han incrementado en 41.4% (1,422 MMpcd), como se muestra en el cuadro siguiente.

ESCENARIO DE DEMANDA, OFERTA NACIONAL E IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EN EL SISTRANGAS, 2016-2019
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Año/Concepto	2016	2017	2018	2019	Total	Variación absoluta	Variación %
Demanda	6,033	6,490	6,849	7,319	26,691	1,286	21.3
Oferta nacional	2,599	2,456	2,450	2,463	9,968	(136)	(5.2)
Importaciones	3,434	4,034	4,399	4,856	16,723	1,422	41.4

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la tercera revisión del Plan Quinquenal de expansión del SISTRANGAS.

Como se observa en la tabla anterior las importaciones son superiores en 6,755 MMpcd mayores que la oferta nacional, además de con éstas se cubre el 63.0% de la demanda nacional. Por lo que aún hay que reforzar las actividades relacionadas con este producto.

En lo referente a Gas L.P, la CRE busca regular a los participantes, para ello otorga los permisos de transporte, almacenamiento, distribución, expendio y comercialización de dicho producto; además de determinar las tarifas de transporte, distribución por ducto y almacenamiento. También regula los precios máximos de VPM y regula las condiciones de prestación de los servicios y la calidad de medición. Como se muestra en el esquema siguiente.



FUENTE: Retomado de CRE, “Regulación de la Comisión Reguladora de Energía en materia de Hidrocarburos” y “Permisos para transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público”, presentaciones gráficas expuestas en las Mesas de Trabajo para la Evaluación de la Reforma Energética: Hidrocarburos, celebradas el 20 y 21 de septiembre de 2018 en la Auditoría Superior de la Federación, disponibles en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>.

De acuerdo con lo anterior y con la información proporcionada por la comisión a 2018, se contaba con un total de 4,822 permisos de los cuales el 67.7% corresponde a los relacionados con el expendio al público y el que menor crecimiento tuvo fue para almacenamiento con 0.7%. Por tipo de actividad la que representó un crecimiento mayor fue la distribución, ya que los permisos para ella aumentaron en 1,178, lo que significó un crecimiento de 29,450.0%, mientras que para transporte se presentó un incremento de 210 permisos, 4,200.0% más, en el caso del Almacenamiento de la variación de es de 9 permisos (39.9%). Cabe señalar que para el expendio al público como para la comercialización antes de la reforma no existían esos permisos, pues eran actividades asignadas exclusivamente a PEMEX.

PERMISOS EMITIDOS POR LA CRE PARA GAS L.P.
 (Permisos y millones de pesos)

Actividad y modalidad	Permisos vigentes		Variación absoluta de los permisos	Variación % de los permisos	Inversión adicional estimada a 2018 (millones de pesos)	% de la inversión por actividad
	Antes de la reforma	Después de la reforma				
Transporte	5 ^{1/}	215	210	4,200.0	1,703.0 ^{2/}	58.3
Almacenamiento	23	32	9	39.1	75.2	2.6
Distribución	4 ^{1/}	1,182	1,178	29,450.0	629.4	21.6
Expendio al público	n.a	3,266	n.a	n.a	512.0	17.5
Comercialización	n.a	127	n.a	n.a	n.a	n.a
Total	32	4,822	4,790	14,968.8	2,919.7	100.0

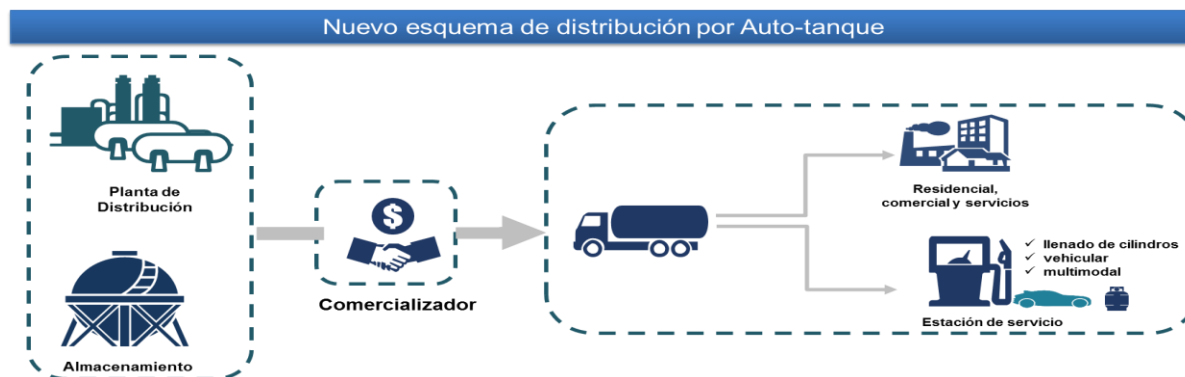
FUENTE: Retomado de CRE, “Regulación de la Comisión Reguladora de Energía en materia de Hidrocarburos” y “Permisos para transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público”, presentaciones gráficas expuestas en las Mesas de Trabajo para la Evaluación de la Reforma Energética: Hidrocarburos, celebradas el 20 y 21 de septiembre de 2018 en la Auditoría Superior de la Federación, disponibles en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>.

^{1/} La información de antes de la reforma se refiere únicamente al transporte y distribución por ducto.

^{2/} La información de antes de la reforma se refiere únicamente al transporte distinto a los ductos.

Como se observa en el cuadro anterior, la inversión en el sector asciende a 2,919.7 mdp, de los cuales la actividad de transporte representa el 58.3%, con 1,703.0 mdp, mientras que la distribución es un 21.6% (629.4 mdp), el expendio al público es de 17.5% (512.0 mdp) y el almacenamiento del 2.6% (75.2 mdp). En el caso de la comercialización no se contó con información disponible en cuanto a la inversión que se obtuvo de los 127 permisos vigentes. Es relevante señalar que para el análisis de la inversión se utilizó la información vigente a 2018 ya que no se cuenta con información a 2013.

Como resultado la reforma constitucional en materia de hidrocarburos, para los permisos de distribución se diseñó un nuevo esquema de distribución por medio de buques-tanques y no sólo por ducto como se hacía anteriormente, esto a razón de incrementar la cobertura de este producto. El nuevo esquema es el siguiente:



FUENTE: Retomado de CRE, “Regulación de la Comisión Reguladora de Energía en materia de Hidrocarburos” y “Permisos para transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público”, presentaciones gráficas expuestas en las Mesas de Trabajo para la Evaluación de la Reforma Energética: Hidrocarburos, celebradas el 20 y 21 de septiembre de 2018 en la Auditoría Superior de la Federación, disponibles en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>.

Para los petrolíferos y petroquímicos la CRE establece los términos para otorgar permisos de transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público, pero lo realiza por producto conforme a lo siguiente:



FUENTE: Retomado de CRE, “Regulación de la Comisión Reguladora de Energía en materia de Hidrocarburos” y “Permisos para transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público”, presentaciones gráficas expuestas en las Mesas de Trabajo para la Evaluación de la Reforma Energética: Hidrocarburos, celebradas el 20 y 21 de septiembre de 2018 en la Auditoría Superior de la Federación, disponibles en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>.

La CRE informó que en 2018 contaba con 15,028 permisos de los cuales el 82.8% (12,445) fueron de distribución, 11.7% (1,758) de transporte y el 5.5 restante para almacenamiento, distribución, comercialización y provisionales (825), de éstos, se identificó que, los relacionados con la distribución y los provisionales fueron otorgados a los particulares, mientras que para el transporte y comercialización fueron otorgados en 99.1% y 98.0%, respectivamente, a permisionarios distintos a PEMEX y ASA. Asimismo, por lo que se refiere al almacenamiento podemos observar que son las empresas del Estado las que cuentan con el mayor número de permisos, ya que sólo 36 de ellos pertenecen a los privados, en el caso del expendio se tiene que todos corresponden a PEMEX y ASA. Lo anterior se muestra en el cuadro siguiente:

PERMISOS EMITIDOS POR LA CRE PARA PETROLÍFEROS Y PETROQUÍMICOS
 (Permisos y millones de pesos)

Actividad	Permisos (PL y PQ) ^{1/}	% de permisos por actividad	Diferentes a PEMEX/ASA	% de permisos diferentes a PEMEX/ASA	% de permisos diferentes a PEMEX/ASA del total de permisos	Inversión a 2018 (millones de pesos)	% de inversión por actividad
Transporte	1,758	11.7	1,723	71.5	98.0	126,365.0	30.8
Almacenamiento	175	1.2	36	1.5	20.6	90,767.0	22.2
Distribución	269	1.8	269	11.2	100.0	4,300.0	1.0
Comercialización	352	2.3	349	14.5	99.1	n.d	n.a
Expendio	12,445	82.8	n.a	n.a	n.a	186,300.0	45.5
Provisionales	29	0.2	29	1.2	100.0	n.d	n.a
Total	15,028	100.0	2,409	100.0	16.0	409,677.0	100.0

FUENTE: Retomado de CRE, “Regulación de la Comisión Reguladora de Energía en materia de Hidrocarburos” y “Permisos para transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público”, presentaciones gráficas expuestas en las Mesas de Trabajo para la Evaluación de la Reforma Energética: Hidrocarburos, celebradas el 20 y 21 de septiembre de 2018 en la Auditoría Superior de la Federación, disponibles en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>.

^{1/} PL-Petrolíferos, PQ-Petroquímicos.

n.a No aplica

n.d No disponible

La inversión ascendió a 409,677.0 mdp de los cuales el 45.5% (186,300 mdp) corresponden a expendio mientras que el transporte representó el 30.8% (126,365.0 mdp), el 23.3% (95,067.0 mdp) restante fue de almacenamiento y distribución. En el caso de los permisos para comercialización y los provisionales no se contó con el monto de inversión, asimismo; del total de la inversión de éstos permisos no se identificó el monto de los que corresponden a PEMEX y ASA y aquellos que son distintos a éstos últimos.

c) Supervisión de los Permisos emitidos por la SENER y la CRE

La supervisión de los permisos es una de las atribuciones con las que cuenta la SENER y de acuerdo con lo establecido en el numeral 23 ^{29/} del “Acuerdo por el que se establece la clasificación y codificación de hidrocarburos y petrolíferos cuya importación y exportación está sujeta a permiso previo por parte de la Secretaría de Energía”, la Secretaría informó que para dar seguimiento a los permisos otorgados en materia de importación y exportación de petrolíferos, recibe y revisa trimestralmente los reportes de los permisionarios que hayan obtenido un permiso previo con vigencia de 20 años.

^{29/} Este artículo establece que “los interesados que hayan obtenido un Permiso Previo con una vigencia de 20 años, deberán presentar trimestralmente y por medios electrónicos a la SENER la siguiente información relacionada con el permiso otorgado: I. País(es) de origen o destino; II. Punto(s) de entrada o salida del país; III. Volumen(es) que entraron o salieron del país a través de cada uno de los puntos de entrada o salida; IV. En caso de importación, proveedor(es) de los Hidrocarburos o Petrolíferos, y en caso de exportación, comprador(es) de los mismos, y V. En el caso de las importaciones, área(s) geográfica(s) o región(es) abastecida(s)”.

Además, realizó revisiones periódicas a la regulación vigente, teniendo que para 2018 se han realizado 3 modificaciones al acuerdo antes mencionado. Dichas adecuaciones han permitido aumentar el desglose de las fracciones arancelarias con el fin de obtener las estadísticas por producto y subproducto, establecer la vigencia de los permisos a 20 años y darles certeza a los interesados en desarrollar infraestructura en el país, así como incluir nuevos regímenes aduaneros a los ya existentes.

En el caso de los permisos para el tratamiento y refinación del petróleo la secretaría desarrolló el Programa Anual de Supervisión de permisionarios de refinación, el cual incluye la recepción de los repostes mensuales y trimestrales de las seis refinerías permisionadas y que son enviados por PEMEX Transformación Industrial, así como las visitas de verificación de las mismas. De la información que recibe la SENER esta elabora un reporte mensual del desempeño operativo y un dictamen de evaluación operativa.

Las acciones de supervisión de la importación y exportación de gas natural, en el periodo de julio de 2015 a julio de 2018, consistieron en la recepción y revisión de 432 ^{80/} reportes, de los cuales 324 fueron mensuales y 108 trimestrales. Asimismo, se realizaron 9 visitas de verificación en las que se incluía la revisión de todas las instalaciones de los permisionarios, además, se ha realizado 75 requerimientos de información a los reportes referidos, los cuales fueron atendidos por los titulares de los permisos.

En el caso de la supervisión de la CRE a los permisos que otorgó, esta entidad de acuerdo con el artículo 86, fracción II, de la ley de hidrocarburos está facultada para sancionar el incumplimiento de los permisos que otorga a diferentes empresas que realizan actividades relacionadas al transporte, distribución, almacenamiento, expendio al público y comercialización.

Para 2017, la Comisión ha supervisado y sancionado a 57 empresas, que en su conjunto cuentan con 109 permisos, de dichas empresas el mayor número corresponde a aquellas que se dedican al expendio de petrolíferos en estaciones de servicio con 36 (63.2%) sanciones; en segundo lugar, se encuentra la distribución de gas licuado de petróleo mediante planta de distribución con 10 (17.5%); por lo que se refiere a las actividades relacionadas con el almacenamiento, comercialización y

^{80/} La supervisión de los permisos otorgados consiste en la verificación de: 1) el cumplimiento por parte de los permisionarios de las obligaciones estipuladas en los Términos y Condiciones respectivos, 2) la continuidad del suministro de gas natural en territorio nacional, y 3) la existencia de información suficiente sobre el estado de la oferta nacional.

Expendio al público de gas natural comprimido par uso vehicular en estación de servicio, cuentan con 2 sanciones respectivamente, en total 6 que representan el 10.5% en su conjunto. En el caso del Transporte de gas licuado por medio de ductos y el Expendio al público de gas licuado de petróleo mediante estación de servicio con fis específico, tuvieron una sanción cada uno, y representaron en 3.5% del total de las sanciones, como se muestra en el cuadro siguiente.

SANCIONES IMPUESTAS POR LA CRE A LOS PERMISOS QUE OTORGÓ
 (Número y porcentaje)

Actividad	Número de sanciones	% de sanciones
Expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	36	63.2
Distribución de gas licuado de petróleo mediante planta de distribución	10	17.5
Almacenamiento	3	5.3
Comercialización	2	3.5
Expendio al público de gas natural comprimido par uso vehicular en estación de servicio	2	3.5
Transporte	2	3.5
Transporte de gas licuado por medio de ductos	1	1.8
Expendio al público de gas licuado de petróleo mediante estación de servicio con fis específico	1	1.8
Total	57	100.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con información proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía mediante el oficio OM-500/DGAPT/84876/2D18 con fecha de 11 de septiembre de 2018.

Respecto a las infracciones por materia, la CRE registró que para petrolíferos se tuvieron 42 sanciones, representando 73.0% con respecto al total, 12 sanciones para gas LP y 3 para gas natural, representado el 21.1% y el 3.0%, respectivamente. ^{81/}

El mayor número de infracciones fueron para empresas que no reportaron la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público mediante los medios y formatos definidos previamente contando con 34 infracciones en el año 2017, siete infracciones para personas físicas o morales que no respetaron el precio máximo de venta al público de Gas Licuado de Petróleo determinado. Sin embargo, se realizó una infracción a una empresa que se dedica a actividades de comercialización de petrolíferos y que no contaba con ningún tipo de permiso. Para mayor información sobre las infracciones realizadas por la CRE en 2017, ver anexo XII.

^{81/} Las principales causas de infracciones, por las que la CRE tuvo que proceder administrativamente fueron las siguientes: a) realizar modificaciones en las condiciones técnicas en sus instalaciones o equipos amparados sin la autorización correspondiente, así como en la capacidad de almacenamiento autorizado; b) las empresas no acreditaron los documentos y dictámenes en los que consten las especificaciones de sus actividades permitidas; c) incumplimiento de las empresas con respecto a sus obligaciones; d) realizar actividades, sin contar con el permiso correspondiente; e) haber restringido el acceso a las instalaciones; f) no haber reportado la información mediante los medios y formatos definidos, y g) no haber respetado las normas de los permisos o haber incurrido en prácticas indebidas.

De las 57 sanciones en permisos, el 100.0% procedieron administrativamente, obteniendo un monto recuperado para 2017 de 176.1 mdp. Es importante señalar que este apartado se centra en el 2017, ya que, de la información solicitada, la CRE únicamente remitió información relativa a sanciones para dicho año.

En conclusión, en el periodo 2015-2017 la SENER y la CRE otorgaron permisos, tanto a las empresas productivas del Estado como a los particulares. En el caso de la Secretaría de Energía se tiene para el periodo analizado concedió 18 permisos, de los cuales 3 (16.7%) fueron para tratamiento de petróleo a PEMEX Exploración y Producción, 6 (33.3%) para las actividades relacionadas con la refinación y 9 (50.0%) para el procesamiento de gas natural a PEMEX Transformación Industrial, todos los permisos tienen una vigencia de 30 años y en el caso de los de refinación se realizó una actualización en marzo de 2018. Es importante señalar que los permisos antes descritos fueron entregados antes de la reforma energética, por lo que una vez que entró en vigor esta última solo se renovaron con las nuevas empresas productivas subsidiarias de PEMEX.

Uno de los objetivos de la emisión de permisos se refiere a la contribución de la competencia y a la oferta de productos que logren el abasto eficiente de combustibles, por ello la SENER en colaboración con la Secretaría de Economía, modificaron el Acuerdo por el que se establece la clasificación y codificación de hidrocarburos y petrolíferos cuya importación y exportación esté sujeta a Permiso previo por parte de la Secretaría de Energía", con este instrumento se otorgaron 2,114 permisos de los cuales el 84.0% (1,776) corresponde a importación y el 16.0% (338) a exportación, mientras que el año en el que se emitieron más permisos fue 2017 con 969 permisos.

Sin embargo, la información publicada en la página de internet de la SENER referente a los permisos de importación de petrolíferos vigentes difiere de la proporcionada por la misma entidad, ya que, al 16 de mayo de 2018, están vigentes 1,092 permisos de los cuales 512 (46.9%) corresponden a la importación de diésel, 390 (35.7%) de gasolina, 108 (9.9%) de gas L.P. y se tienen 82 (7.5%) permisos de importación de turbosina. Por lo que se puede determinar que la información no es confiable.

Los 1,092 permisos de importación de petrolíferos fueron otorgados a 737 empresas, teniendo que el diésel es el producto en el que no sólo hay más importaciones sino en el que participan 48.0% del total de los importadores, mientras que el producto menos importado es la turbosina con tan solo 10.1% de empresas dedicadas a dicha actividad. Del total de permisos de importación se esperaba un monto de 1,140,355.6 mdp, el cual sólo es indicativo, de dicha estimación de la gasolina se

esperaba el mayor monto con 481,250 mdp que representó el 42.2% del total y del producto que se esperaba menos es la turbosina con un monto de 58,672.7 mdp que significó el 5.2% del total de los ingresos esperados.

Por lo que se refiere a los permisos de exportaciones e importaciones de gas natural, la SENER informó que recibió un total de 85 solicitudes para exportación, correspondiente al periodo que va del 1 de enero de 2015 al 22 de junio de 2018, la SENER autorizó 46 permisos a 11 empresas para la exportación de gas natural para exportación. Mientras que el rechazo de las demás solicitudes se debió principalmente a que no se contó con la información suficiente para ser evaluados. En el caso de las importaciones, se observó, que, en el periodo de evaluación se emitieron 14 permisos con un volumen de 2.6 miles de pies cúbicos, dichos permisos fueron emitidos por un periodo de un año, que fue de 2015-2016.

En el caso de la CRE, esta emitió 528 permisos para Gas Natural, con una inversión estimada de 408,048.4 mdp y un crecimiento de 75,654 kilómetros de ductos, lo que significa que en términos generales hubo un incremento considerable de la participación de los particulares, sin embargo, aún no se ha logrado ver una disminución de la importación de este producto ya que de acuerdo con el escenario de demanda establecido en el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS, la oferta nacional ha disminuido en 5.2% (136 MMpcd), mientras que la demanda ha incrementado en 21.3% (1,286 MMpcd) por lo que las importaciones se han tenido el mismo comportamiento en 41.4% (1,422 MMpcd).

En el caso de Gas L.P, para 2018 se contaba con 4,822 permisos, lo que significó un incremento de 4,790, teniendo que los permisos que presentaron un mayor crecimiento fue el de expendio al público con 3,266, seguido de los distribución con 1,182, la inversión adicional estimada para los permisos de Gas L.P fue de 2,919.7 mdp, teniendo aquellos relacionados con el transporte representaron el 58.3% con 1,703.0 mdp, seguido de la distribución con el 21.6% (629.4 mdp), mientras que el almacenamiento aportaron el 2.6% (75.2 mdp) del total de lo invertido. Es importante señalar que el expendio al público no se contaba con la información antes de la reforma y que con ello se da cumplimiento a uno de los objetivos de la reforma de generar la competencia en el sector, tema que se desarrollará más adelante.

La CRE informó que en 2018 contaba con 15,028 permisos para petrolíferos y petroquímicos, de los cuales el 82.8% (12,445) fueron de distribución, 11.7% (1,758) a transporte y el 5.5 restante para

almacenamiento, distribución, comercialización y provisionales (825), de éstos, se identificó que, los relacionados con la distribución y los provisionales fueron otorgados a los particulares, mientras que para el transporte y comercialización fueron otorgados en 99.1% y 98.0%, respectivamente, a permisionarios distintos a PEMEX y ASA. De los permisos anteriores, la inversión ascendió a 409,677.0 mdp de los cuales el 45.5% (186,300 mdp) corresponden a expendio mientras que el transporte representó el 30.8% (126,365.0 mdp), el 23.3% (95,067.0 mdp) restante fue de almacenamiento y distribución.

Ambas instituciones tienen la facultad de supervisar y sancionar a los permisionarios en caso de incumplimiento de los términos señalados en los permisos que se les otorgan, considerando lo anterior la SENER dio seguimiento a los permisos otorgados en materia de importación y exportación de petrolíferos con la recepción y revisión trimestralmente los reportes que los permisionarios. Además de realizar revisiones periódicas que le han permitido hacer 3 modificaciones a la legislación que se aplica y que en este caso se refiere al tratamiento arancelario bajo el que se otorga el permiso.

En el caso de los permisos para el tratamiento y refinación del petróleo la secretaría desarrollo el Programa Anual de Supervisión de permisionarios de refinación, el cual incluye la recepción de los reportes mensuales y trimestrales de las seis refinerías permisionadas y que son enviados por el operador de las mismas. Mientras que, en la importación y exportación de gas natural, a julio de 2018, consistió en la recepción y revisión de 432 reportes. Asimismo, se realizaron 9 visitas de verificación en las que se incluía la revisión de todas las instalaciones de los permisionarios y se realizaron 75 requerimientos de información a los reportes referidos, los cuales fueron atendidos por los titulares de los permisos.

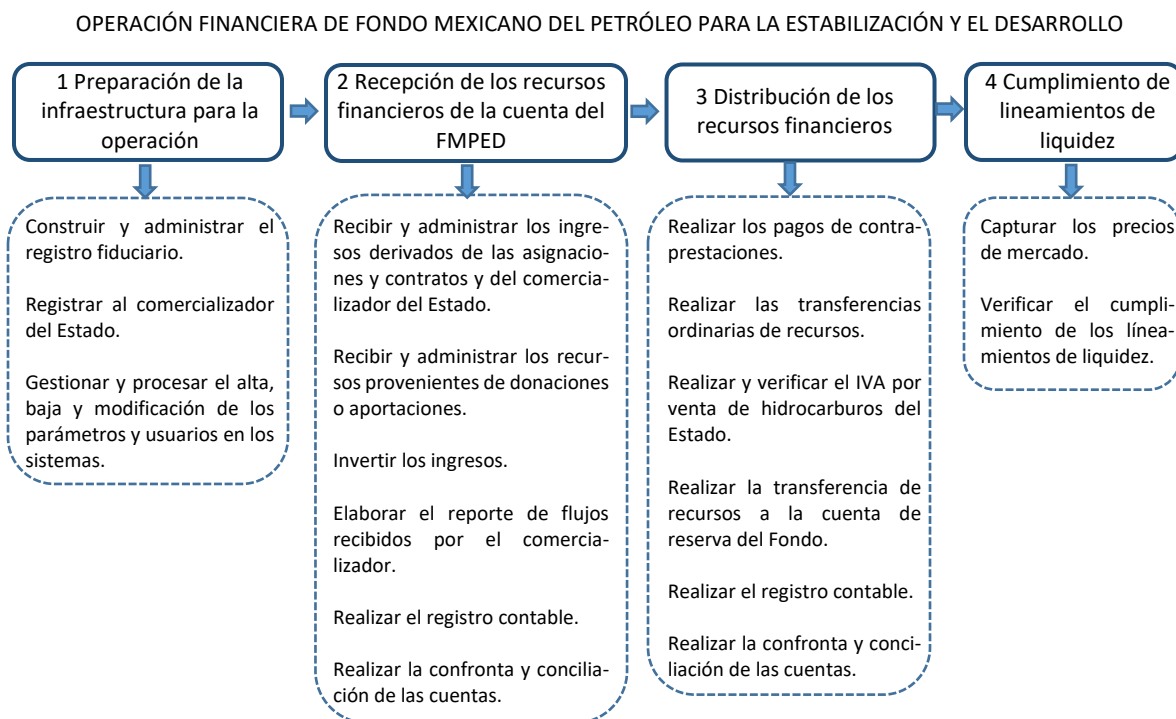
Para las actividades relacionadas con transporte, distribución, almacenamiento, expendio al público y comercialización, para 2017, la Comisión ha supervisado y sancionado a 57 empresas, que en su conjunto cuentan con 109 permisos, todas las sanciones procedieron, por lo que se recuperó un monto de 176.1 millones de pesos.

2.2.5. Ingresos derivados del sector hidrocarburos

La política pública en materia de hidrocarburos, del Ejecutivo Federal anterior, permitió la participación de nuevos competidores por medio de asignaciones a las EPE o contratos a particulares, individualmente o en asociación con EPE para llevar a cabo actividades de exploración y extracción, dichos esquemas permiten obtener beneficios y el pago de contraprestaciones, para ello se constituyó el Fondo Mexicano del Petróleo para Estabilización y el Desarrollo (FMPED) con el objetivo de recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos.

- a) Mecanismos establecidos por el FMPED para recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos.

El FMPED es un fideicomiso público cuya institución fiduciaria es el Banco de México y como fideicomitente es la SHCP, creado para llevar a cabo las actividades relativas a recepción y distribución de los ingresos petroleros que corresponden al Estado; la administración de los aspectos financieros de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, y la constitución y administración de la reserva de ahorro de largo plazo. La operación financiera para recibir y distribuir los recursos se conforma por los procesos y actividades, que se muestran a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Manual General de Macroproceso de operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Con base en el esquema anterior, las actividades del primer proceso están orientadas a constituir y administrar el registro del fiduciario, el comercializador del Estado, así como diseñar y crear la infraestructura necesaria para recibir y distribuir los ingresos; las del segundo, tienen la finalidad de llevar a cabo la recepción de los recursos, su inversión, así como la elaboración de reportes de los flujos recibidos por el comercializador del Estado y el registro de dichas operaciones en los sistemas operativos y en la contabilidad; las del tercero, tienen como objetivo realizar, verificar y registrar en los sistemas operativos del FMPED las transferencias ordinarias a la Tesorería de la Federación (TESOFE) y a los distintos Fondos sectoriales y de estabilización, así como el pago de contraprestaciones y el IVA por la venta de hidrocarburos, las del último, están encaminadas a capturar diariamente en el sistema los precios de mercado, así como verificar el cumplimiento de los lineamientos de liquidez y revisar que existan recursos suficientes para realizar las transferencias.

El FMPED debe registrar a los contratistas y asignatarios que realizarán los pagos derivados de los contratos y asignaciones, a 2018 se tienen registrados 417 títulos de asignaciones y 110 contratos, como se muestra a continuación:

NÚMERO DE CONTRATOS DE EXTRACCIÓN Y EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS
 REGISTRADOS ANTE EL FMPED, 2018
 (Unidad y porcentaje)

Ronda	Contratos de exploración Producción compartida (1)	Licencia (2)	Total (3)=(1)+(2) ()	Contratos de extracción Producción compartida (4)	Licencia (5)	Total (6)=(4)+(5) ()	Total general (7)=(3)+(6)	Participación % (8)=(7)/110
Migraciones de PEMEX	0	0	0	4	0	4	4	3.6
Asociaciones estratégicas de PEMEX	0	1	1	0	2	2	3	2.7
Uno	5	15	20	0	17	17	37	33.6
Dos	10	33	43	0	7	7	50	45.5
Tres	16	0	16	0	0	0	16	14.6
Total	31	49	80	4	26	30	110	100.0
Participación %	28.2	44.5	72.7	3.6	23.7	27.3	100.0	n.a

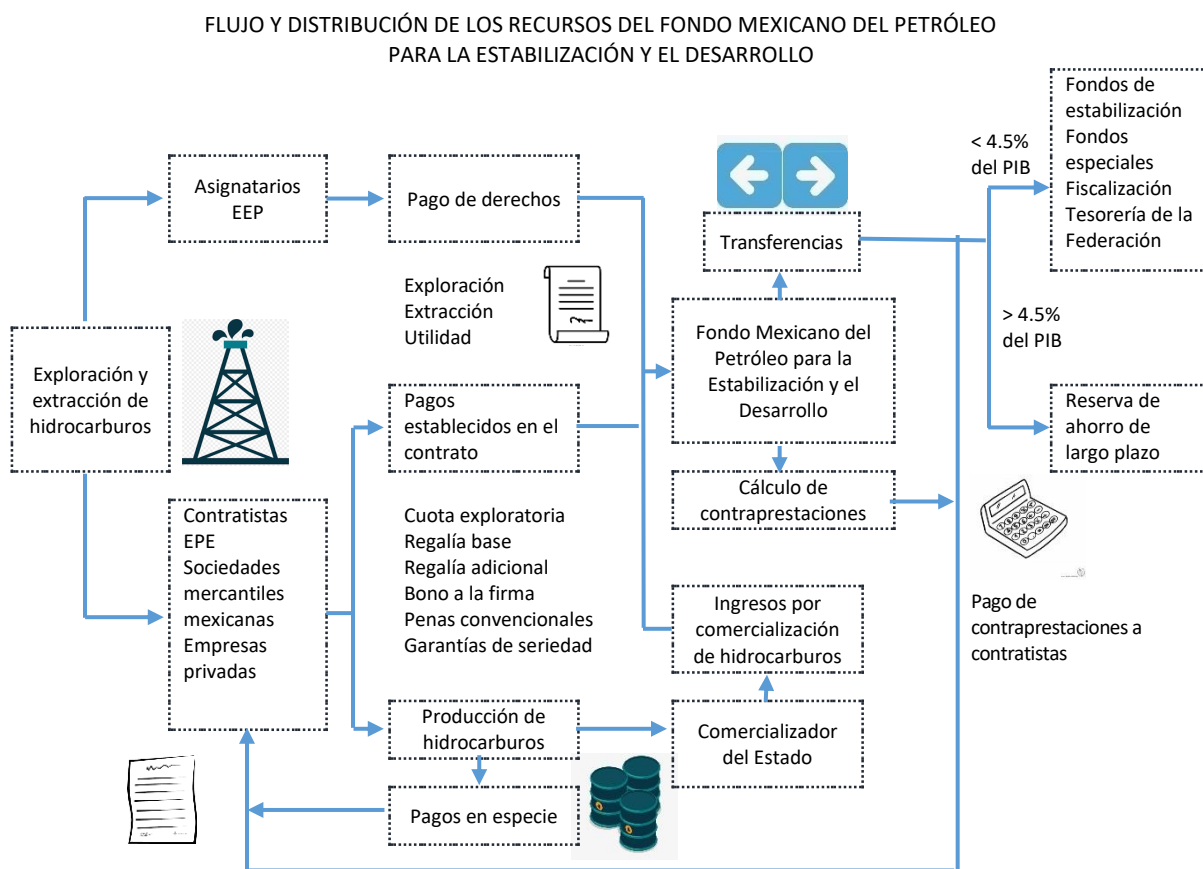
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por el FMPED por medio del oficio Ref. A80.JFCM.069/2018 y con información disponible en: <http://www.fmped.org.mx/administracion-contratos.html>

n.a.: No aplica.

De acuerdo con la tabla anterior, a 2018 el FMPED tiene registrados 110 contratos, de los cuales el 3.6% (4) provienen de migraciones de PEMEX; el 2.7% (3) de asociaciones estratégicas; el 33.6% (37) como resultado de la Ronda uno; 45.5 % (50) de la dos, y 14.6% (16) de la tres; asimismo, el 72.7%

(80) son contratos de exploración, de los que 28.2% (31) están bajo la modalidad contractual de producción compartida, y 44.5% (49) de licencia; el 27.3% (30) son de extracción, de éstos, el 3.6% (4) son del tipo de producción compartida y el 23.7 (26) de licencia.

El FMPED es el encargado de recibir los recursos derivados de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para su posterior distribución, el flujo de recepción y distribución se presenta a continuación:

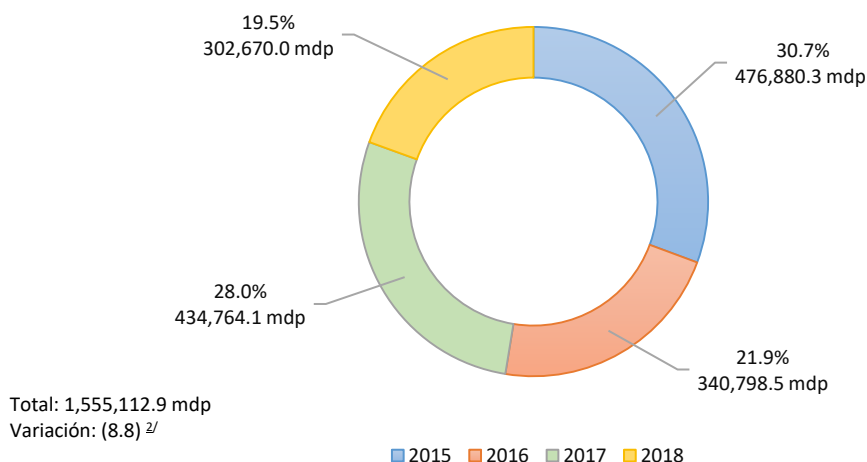


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el informe anual del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

En el caso de los asignatarios, el FMPED recibe el pago de derechos exploración, extracción y utilidad al Estado, mientras que tratándose de los contratistas recibe los pagos establecidos en los contratos, cuota exploratoria, regalía base y adicional, bono a la firma, penas convencionales y garantías de seriedad; asimismo, en aquellos contratos en los que se deba entregar al comercializador del Estado la producción contractual, éste entregará los ingresos respectivos producto de la comercialización. Una vez que el FMPED recibe los recursos, está obligado a transferirlos a la TESOFE; los ingresos

recibidos por el FMPED de las asignaciones y contratos, durante el periodo 2015-2018 se muestran a continuación:

INGRESOS RECIBIDOS POR EL FONDO DERIVADOS DE LAS ASIGNACIONES, 2015-2018 ^{1/}
 (Millones de pesos y porcentaje)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por el FMPED por medio del oficio Ref. A80.JFCM.069/2018 y con datos disponibles en: <http://www.fmped.org.mx>

^{1/} Información disponible a julio de 2018.

^{2/} La variación se calculó con base en los datos de 2015 y 2017, debido a los datos de 2018 corresponden hasta el mes de julio.

NOTA: Precios deflactados a 2017.

De acuerdo con la gráfica anterior, durante el periodo 2015-2018, el FMPED recibió 1,555,112.9 millones de pesos (mdp) provenientes de los títulos de asignaciones, de los cuales, 30.7% (476,880.3 mdp) se recibió en 2015; 21.9% (340,798.5), en 2016; 28.0% (434,764.1), en 2017, y 19.5% (302,670.0) en 2018; asimismo, presentó una disminución del 8.8% durante el periodo 2015-2017, al pasar de 476,880.3 mdp a 434,764.1.

La distribución de los ingresos recibidos por el pago de derechos de extracción y de exploración de hidrocarburos, así como por la utilidad compartida, se muestra a continuación:

INGRESOS RECIBIDOS POR EL FONDO DERIVADOS DE LAS ASIGNACIONES POR TIPO DE DERECHO, 2015-2018 ^{1/}
 (Millones de pesos contantes y porcentaje)

AÑO	CONCEPTO/DERECHO			TOTAL	PARTICIPACIÓN			TOTAL
	Exploración	Extracción	Utilidad		Exploración	Extracción	Utilidad	
2015	1,106.1	54,877.2	420,897.0	476,880.3	0.2	11.5	88.3	100.0
2016	1,006.9	46,692.5	293,099.1	340,798.5	0.3	13.7	86.0	100.0
2017	981.9	58,687.0	375,095.3	434,764.1	0.2	13.5	86.3	100.0
2018 ^{2/}	599.5	47,631.0	254,439.5	302,670.0	0.2	15.7	84.1	100.0
Total	3,694.3	207,887.7	1,343,530.9	1,555,112.9	0.2	13.4	86.4	100.0
Variación ^{2/}	(11.2)	6.9	(10.9)	(8.8)	n.a	n.a	n.a	n.a
Promedio	n.a	n.a	n.a	n.a	0.2	13.6	86.2	100.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por el FMPED por medio del oficio Ref. A80.JFCM.069/2018 y con información disponible en: http://www.fmped.org.mx/administracion-ingresos.html#recursos_recibidos_asignaciones

^{1/} Información disponible a julio de 2018.

^{2/} La variación se calculó con base en los datos de 2015 y 2017, debido a los datos de 2018 corresponden hasta el mes de julio.

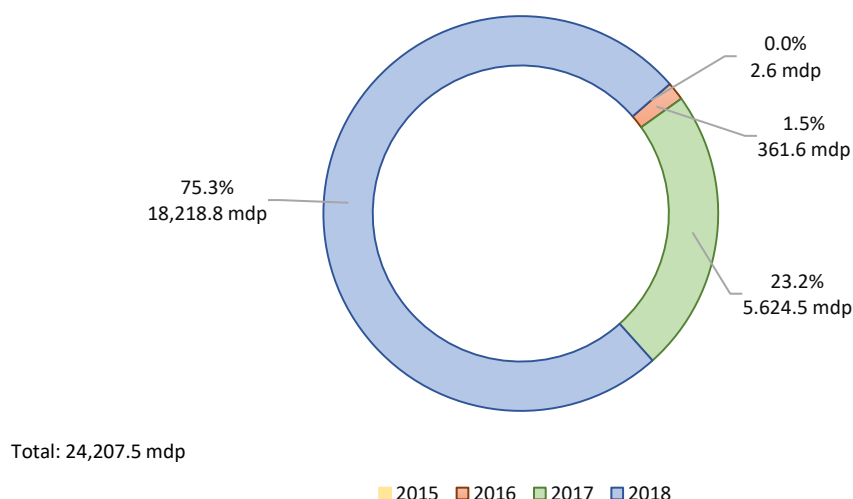
NOTA: Precios deflactados a 2017.

n.a.: No aplica.

Durante el periodo 2015-2018, el FMPED recibió 3,694.3 mdp por derecho de exploración; 207,887.7 por derecho de extracción, y 1,1343,530.9 por derecho de utilidad compartida, dichas cantidades representaron el 0.2%, 13.4%, 86.4%, respectivamente, de los ingresos recibidos; los recursos por concepto de exploración presentaron una disminución de 11.2%, al pasar de 1,106.1 a 981.9 mdp; por extracción se incrementaron en 6.9%, al cambiar de 54,877.2 a 58,687.0 mdp, y por derecho de utilidad se redujeron 10.9%, al registrar 420,897.0 y 375,095.3 mdp; asimismo, durante el periodo, el promedio de los ingresos por derecho de exploración, extracción y utilidad representó el 0.2%, 13.6% y 86.2%.

En relación con ingresos derivados de los contratos, durante el periodo 2015-2018, el Fondo recibió el pago de las siguientes contraprestaciones a favor del Estado: cuotas contractuales para la fase exploratoria (cuota exploratoria); regalías por cada tipo de hidrocarburo producido (regalía base); contraprestaciones como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos (regalía adicional); penas convencionales; bonos a la firma, y garantías de seriedad, los resultados se muestran en la gráfica siguiente:

INGRESOS RECIBIDOS POR EL FONDO DERIVADOS DE LOS CONTRATOS, 2015-2018 ^{1/}
(Millones de pesos y porcentaje)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información en los Informes anuales 2015, 2016, 2017 y trimestral 2018 julio septiembre del FMPED.

1/ Información disponible a julio de 2018.

NOTA: Precios deflactados a 2017. Los datos referentes a los ingresos provenientes de los contratos están en dólares y fueron convertidos a pesos utilizando un promedio anual del tipo de cambio para solventar las obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en el interior de la República, publicado en el Diario Oficial de la Federación.

De 2015 a 2018 el FMPED recibió 24,207.5 mdp provenientes de los contratos de extracción y exploración de hidrocarburos de los cuales 75.3% (18,218.8 mdp) se captaron en 2018; 23.2% (5,631.9 mdp), en 2017; 1.5% (361.6 mdp), en 2016, y 0.01% (2.6 mdp), en 2015. La distribución de los ingresos recibidos por tipo de contraprestación se muestra en la tabla siguiente:

INGRESOS RECIBIDOS POR EL FONDO DERIVADOS DE LOS CONTRATOS, 2015-2018
(Millones de pesos y porcentaje)

CONCEPTO	AÑO				TOTAL	PARTICIPACIÓN %
	2015	2016	2017	2018		
Cuota exploratoria	2.6	19.7	283.8	484.0	790.1	3.3
Regalía base	0.0	21.8	47.1	287.6	356.5	1.5
Regalía adicional	0.0	312.8	636.5	974.3	1,923.6	7.9
Penas convencionales	0.0	0.1	36.3	0.1	36.5	0.2
Bono a la firma	0.0	0.0	3,371.1	12,975.6	16,346.7	67.5
Garantías de seriedad	0.0	7.3	4.7	0.0	12.0	0.0
Comercialización	0.0	0.0	1,244.9	3,497.2	4,742.1	19.6
Total	2.6	361.6	5,624.4	18,218.8	24,207.5	100.0
Participación %	0.0	1.5	23.2	75.3	100.0	N.a.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información en los Informes anuales 2015, 2016, 2017 y trimestral 2018 julio-septiembre del FMPED

NOTA: Precios deflactados a 2017. Los datos referentes a los ingresos provenientes de los contratos están en dólares y fueron convertidos a pesos utilizando un promedio anual del tipo de cambio para solventar las obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en el interior de la República, publicado en el Diario Oficial de la Federación.

N.a.: No aplica.

De 2015 a 2018, el FMPED recibió 24,207.5 mdp, de los cuales el 3.3% (790.1 mdp) fueron por concepto de cuota exploratoria; el 1.5% (356.5 mdp) por regalía base, y 7.9% (1,923.6 mdp) por regalía adicional; el 0.2% (36.5 mdp) por penas convencionales; el 67.5% por bono a la firma; el 0.05% (12.0 mdp) por garantía de seriedad, y 19.6% (4,749.5 mdp) producto de la comercialización de hidrocarburos.

Cabe destacar que, en 2015, el 100.0% (2.6 mdp) de los ingresos recibidos por el FMPED provinieron por el concepto de pago de cuota exploratoria, debido a que los primeros contratos con empresas privadas se formalizaron en septiembre de ese año. En 2016, cuatro contratos ^{82/} con producción incumplieron con sus obligaciones de pago, debido a que tuvieron retrasos, produciendo penas convencionales por 0.1 mdp; en la licitación 3 de la Ronda uno, no se formalizaron seis contratos de licencia, debido a que los licitantes ganadores no presentaron las garantías corporativas requeridas, por lo que éstos contratos tuvieron que ser adjudicados a los licitantes con la segunda oferta más alta, haciendo válidas las garantías de seriedad de los licitantes originalmente ganadores por un monto de 7.3 mdp.

En 2017, se pagó un monto de 36.3 mdp por concepto de pena convencional por el incumplimiento al programa mínimo de trabajo del contrato CNHR01-L03-14/2015; diversas empresas pagaron 3,771.1 mdp por bono a la firma o criterio de desempate en los procesos de licitación como requisito para la suscripción de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, ^{83/} y por comercialización por la venta hidrocarburos (petróleo, condensados y gas) se pagó la cantidad de 1,244.9 mdp, de los cuales 1,228.7 mdp correspondieron a la comercialización regular, y 16.2 mdp a la comercialización de hidrocarburos extraídos durante pruebas.

Hasta octubre de 2018 el FMPED ha recibido 0.1 mdp por penas convencionales; sin embargo, no se mencionó la causa que produjo dicho pago; recibió 12,975.6 mdp como criterio de desempate, de los cuales el 4.5% (587.5 mdp) fue pagado durante el primer trimestre de 2018, ^{84/} y 95.5%

^{82/} Los contratos que tuvieron retrasos en sus pagos son los siguientes: RF-C015-2016-015 Strata CPB, S.A.P.I. de C.V. / Carretas; RF-C017-2016-018 Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V./Mareógrafo; RF-C018-2016-019 CMM Calibrador, S.A. de C.V. / Calibrador, y RF-C019-2016-020 Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V./Duna).

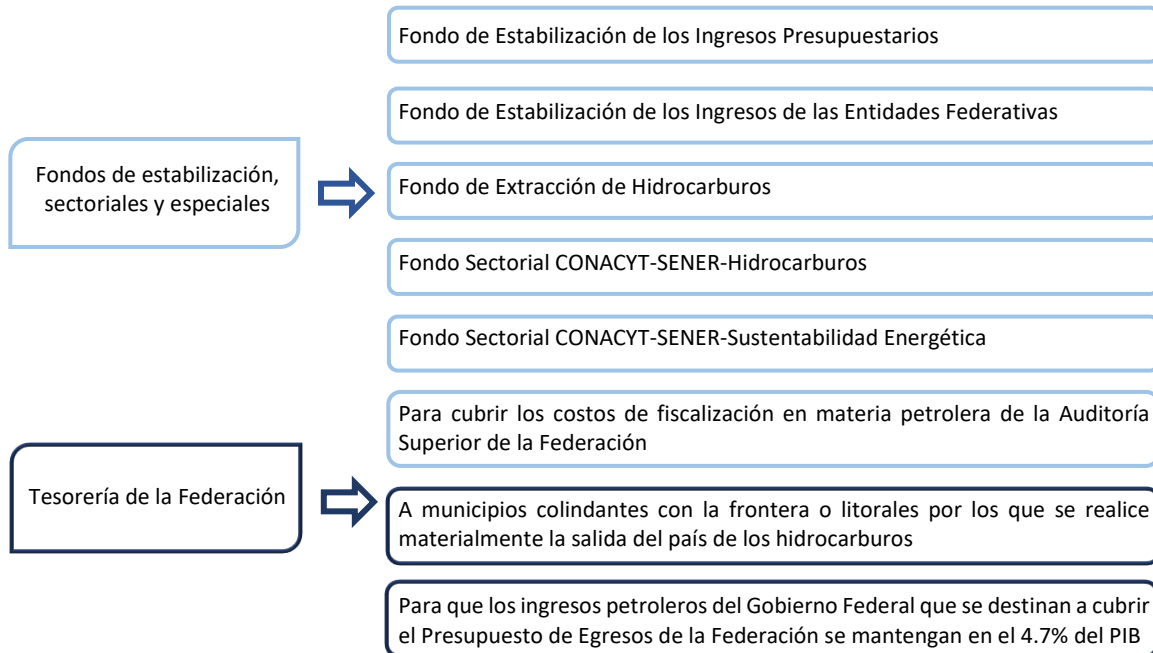
^{83/} Las empresas que pagaron el bono a la firma fueron BHP Billiton pagó 1,181.2 millones de pesos; Capricorn Energy y Citia Energy 567.9; Sun God y Jaguar 78.2; Iberoamericana y PJP4 80.2; Newpek y Verdad Exploration 56.4; Jaguar Exploración y Producción 1,040.9, y Carso Oil and Gas 336.3.

^{84/} El pago se realizó como criterio de desempate en la propuesta económica durante el proceso de licitación CNH-A4-Ogarrio/2017, por el contratista Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C, con la finalidad de adjudicarse el contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, modalidad de licencia para el área contractual Ogarrio.

(12,388.1 mdp) durante el segundo, ^{85/} también recibió 3,497.3 mdp como resultado de la comercialización, de los cuales 98.3% (3,437.3 mdp) correspondieron al comercio regular, y 1.7% (59.9 mdp) a la comercialización de hidrocarburos extraídos durante pruebas.

Una vez que el FMPED recibe los recursos, está obligado a transferirlos al Estado como se muestra a continuación:

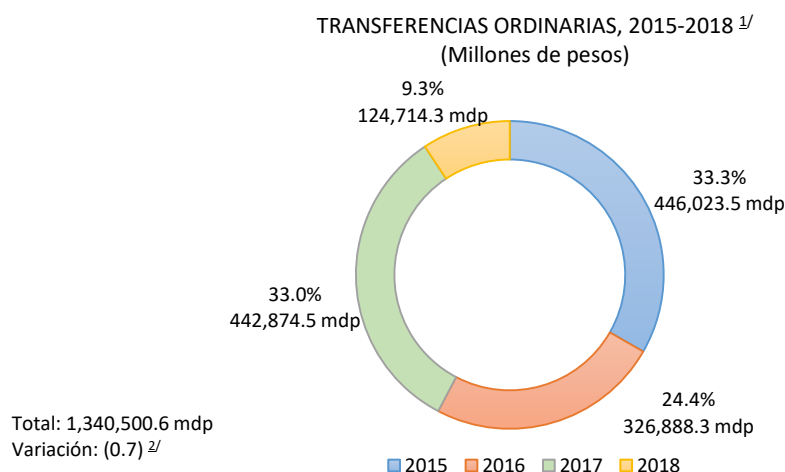
ORDEN DE PRELACIÓN PARA REALIZAR LAS TRANSFERENCIAS ORDINARIAS



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Ley de Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, Art. 16. Fracc. I-IV.

Los recursos recibidos por el FMPED derivados de asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, fueron transferidos a los diversos fondos de estabilización y sectoriales, así como a la TESOFE, de acuerdo con la Ley del Fondo y conforme al calendario y cantidades establecidas por la SHCP, el monto de las transferencias de 2015 a 2018 se muestra a continuación:

^{85/} El pago lo realizaron 11 contratistas como criterio de desempate en la propuesta económica de los procesos de licitación CNH-R02-L03/2016, CNH-R02-L04/2017 y CNH-R03-L01/2017.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por el FMPED por medio del oficio Ref. A80.JFCM.069/2018.

^{1/} Información disponible a marzo de 2018.

^{2/} La variación se calculó con base en los datos de 2015 y 2017, debido a los datos de 2018 corresponden hasta el mes de marzo.

NOTA: Precios deflactados a 2017.

Durante el periodo 2015-2018, el FMPED realizó las transferencias, de los ingresos provenientes de los títulos de asignaciones y de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, a los fondos y la TESOFE por la cantidad de 1,340,500.6 mdp, de los cuales, 33.3% (446,023.5 mdp) fueron transferidos en 2015; 24.4% (326,888.3 mdp) en 2016; 33.0% (442,874.5 mdp) en 2017, y 9.3% (124,714.3 mdp) en 2018; asimismo, las transferencias presentaron una disminución de 0.7% durante el periodo 2015-2017, al pasar de 446.023.5 mdp a 442,874.5 mdp.

Las transferencias realizadas a los diversos fondos y la TESOFE durante el periodo 2015-2018, se muestran a continuación:

TRANSFERENCIAS ORDINARIAS A LOS FONDOS Y TESOFE, 2015-2018 ^{1/}
 (Millones de pesos constantes)

TRANSFERENCIAS ORDINARIAS	2015	2016	2017	2018	TOTAL	PART. (%)	VARIACIÓN ^{2/}
Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	18,603.7	11,351.7	8,511.8	10,049.5	48,516.7	3.6	(54.2)
Fondo de Estabilización de los Ingresos de las entidades Federativas	5,412.0	3,302.3	2,476.2	2,923.5	14,113.9	1.1	(54.2)
Fondo de Extracción de Hidrocarburos	6,764.4	4,231.1	3,250.5	932.1	15,178.1	1.1	(51.9)
Fondo Sectorial CONACYT-Hidrocarburos	3,572.8	2,180.0	1,634.7	1,930.0	9,317.4	0.7	(54.2)
Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	824.5	503.1	377.2	445.4	2,150.2	0.2	(54.2)
Fondo Sectorial CONACYT-Sustentabilidad Energética	1,099.3	670.8	503.0	593.8	2,866.9	0.2	(54.2)
Para cubrir los costos de fiscalización de la ASF	34.2	31.7	22.2	5.2	93.4	0.0	(35.1)
Municipios colindantes con la frontera o litorales	431.2	263.2	197.4	55.9	947.7	0.1	(54.2)
Para que los ingresos petroleros que se destinan a cubrir el PEF se mantengan en el 4.7% del PIB	409,281.4	304,354.4	425,901.6	107,779.0	1,247,316.4	93.0	4.1
Total	446,023.5	326,888.3	442,874.5	124,714.3	1,340,500.6	100.0	(0.7)
Participación	33.3	24.4	33.0	9.3	100.0	n.a	n.a

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por el FMPED por medio del oficio Ref. A80.JFCM.069/2018.

^{1/} Información disponible a marzo de 2018.

^{2/} La variación se calculó con base en los datos de 2015 y 2017, debido a los datos de 2018 corresponden hasta el mes de marzo.

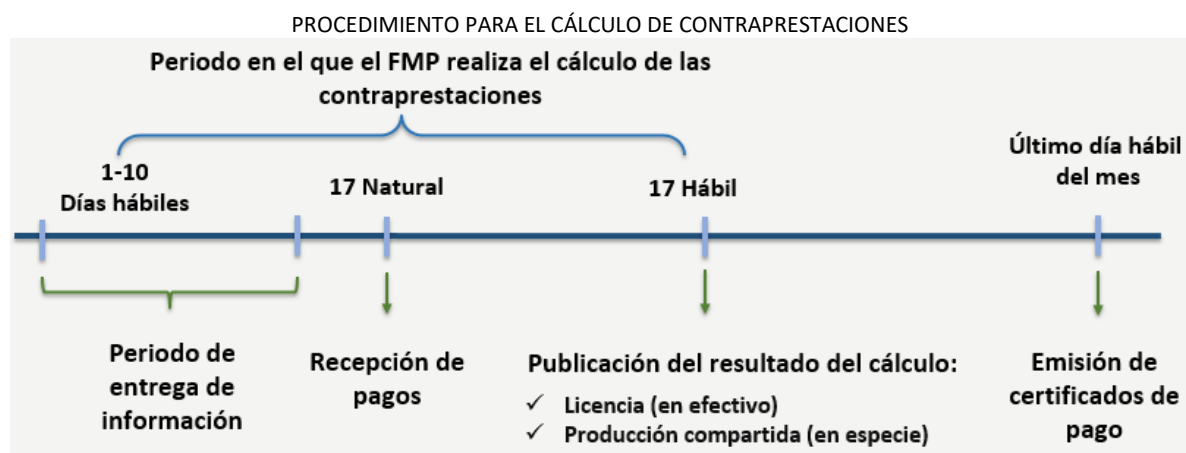
NOTA: Precios deflactados a 2017.

n.a.: No aplica.

De 2015 a 2018, el FMPED transfirió 1,340,500.6 mdp a los fondos y la TESOFE, de los cuales el 3.6% (48,516.7 mdp) fue para el Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios; 1.1% (14,113.9 mdp) al Fondo de Estabilización de los Ingresos de las entidades Federativas; 1.1% al Fondo de Extracción de Hidrocarburos (15,178.1 mdp); 0.7% al Fondo Sectorial CONACYT-Hidrocarburos (9,317.4 mdp); 0.2% (2,150.2 mdp) al Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo; 0.2% (2,866.9 mdp) al Fondo Sectorial CONACYT-Sustentabilidad Energética; 0.006% (93.4 mdp) para cubrir los costos de fiscalización de la ASF; respecto de los recursos transferidos a la TESOFE, el 0.1% (947.7 mdp) fueron a municipios colindantes con la frontera o litorales, y 93.0 % (1,247,316.4 mdp) para que los ingresos petroleros que se destinan a cubrir el PEF se mantengan en el 4.7% del PIB; asimismo, este último fue el único que presentó un variación positiva de 4.1%, al pasar de 409,281.4 mdp en 2015, a 425,901.6 mdp en 2017.

- b) Administración de los aspectos financieros de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos

La administración de los aspectos financieros de los contratos se refiere a la recepción de información necesaria para transparentar los ingresos, así como al cálculo y pago de las contraprestaciones establecidas en los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, siguiendo el procedimiento que se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo, disponible en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>

Cada modalidad contractual tiene implicaciones distintas para el FMPED, ya que en los contratos de licencia, los contratistas reciben contraprestaciones en especie y realizan los pagos al Estado en efectivo mediante el Fondo; en cambio, para los contratos de producción compartida, los pagos al contratista y al Estado son en especie, por lo que el FMPED recibe los ingresos una vez que los hidrocarburos son vendidos por el comercializador del Estado, el flujo de ingresos y de información para cada modalidad contractual se puede consultar en el Anexo XIII.

En 2016, como resultado de la segunda y tercera licitaciones de la Ronda uno, se formalizaron 27 contratos, dos en la modalidad de producción compartida y 25 de licencia, de los cuales 15 (licencia) presentaron producción de hidrocarburos durante el segundo trimestre del año, por lo que el FMPED inició las labores de cálculo e instrucción de pago de las contraprestaciones derivadas de los contratos, y expidió los certificados de pago en especie, a favor de aquellos contratistas que presentaron producción y que se encontraban al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales, dichos documentos amparan los volúmenes de hidrocarburos extraídos a favor de

los contratistas; asimismo, en 2017 se adjudicaron 20 nuevos contratos, de los cuales 7 presentaron producción, a continuación se muestra el volumen total producción a favor de los contratistas:

CONTRAPRESTACIONES A LOS CONTRATISTAS BAJO LA MODALIDAD CONTRACTUAL DE LICENCIA
 (Millones de unidades térmicas británicas, barriles y porcentaje)

HIDROCARBURO	UNIDAD	2016	2017	TOTAL	VARIACIÓN
Butano	Mmbtu	190,443	454,942	645,385	138.9
Condensados	Barriles	6,091	31,563	37,654	418.2
Etano	Mmbtu	474,613	712,109	1,186,722	50.0
Metano	Mmbtu	6,472,891	11,260,784	17,733,675	74.0
Petróleo	Barriles	360,636	632,231	992,867	75.3
Propano	Mmbtu	303,126	609,589	912,715	101.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por el FMPED por medio del oficio Ref. A80.JFCM.069/2018.

En 2016 y 2017, los contratistas recibieron el pago en especie de los siguientes hidrocarburos: 645,385 Mmbtu de butano; 37,654 barriles de condensados; 1,186,722 Mmbtu de etano; 17,733,675 Mmbtu de metano; 992,867 barriles de petróleo, y 912,715 Mmbtu de propano; asimismo, todos los hidrocarburos presentaron variaciones positivas, la del butano fue 138.9%, al pasar 190,443 Mmbtu a 454,942; los condensados de 418.2%, al registrar 6,091 barriles y 31,563; el etano de 50.0%, al cambiar de 474,613 Mmbtu a 712,109; el petróleo de 75.3%, al pasar de 360,636 barriles a 632,231, y el propano de 101.1%, al registrar 303,126 Mmbtu y 609,589.

Las contraprestaciones a los contratistas bajo la modalidad de producción compartida se muestran en la tabla siguiente:

CONTRAPRESTACIONES A LOS CONTRATISTAS BAJO LA MODALIDAD
 CONTRACTUAL DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA, 2017
 (Millones de unidades térmicas británicas, barriles y millones de pesos)

Concepto	Unidad	2017
Butano	Mmbtu	75,928
Condensados	Barriles	13,036
Etano	Mmbtu	207,295
Metano	Mmbtu	701,144
Petróleo	Barriles	5,511,830
Propano	Mmbtu	138,394
Contraprestación por hidrocarburos de prueba	mdp	46.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por el FMPED por medio del oficio Ref. A80.JFCM.069/2018.

En 2017, el FMPED expidió los recibos de pago en especie de hidrocarburos para los contratistas bajo la modalidad de producción compartida, los cuales recibieron 75,928 Mmbtu de butano; 13,036 barriles de condensados; 207,295 Mmbtu de etano; 701,144 Mmbtu de metano; 5,511,830 barriles de petróleo; 138,394 Mmbtu de propano, y 46.1 mdp como pago de los hidrocarburos extraídos durante la fase de pruebas.

c) Establecimiento y administración de la reserva de ahorro de largo plazo

Como resultado de la política energética del Ejecutivo Federal anterior, se previó la creación de una reserva o ahorro de largo plazo, constituida y administrada por el FMPED con recursos remanentes que lleguen a resultar después de efectuar las transferencias ordinarias. La reserva de largo plazo representa los recursos del Fondo que permanecen en él una vez que se han realizado las transferencias anuales a la TESOFE y a los Fondos Sectoriales por el equivalente al 4.7% del PIB, y por los excedentes del ejercicio fiscal, que resultan cuando los ingresos del Fondo superan aquellos estimados en la Ley de Ingresos de la Federación (LIF) y después de hacer las compensaciones previstas en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH). ^{86/}

Los recursos del ahorro de largo plazo se acumularán paulatinamente y cuando alcance un nivel equivalente al 3.0% del PIB, los ingresos adicionales se podrán destinar a rubros concretos de gasto e inversión, para ello, el Comité Técnico del FMEPD podrá recomendar a la Cámara de Diputados la asignación de los excedentes hasta por un monto equivalente al 60.0% de la reserva al sistemas de pensión universal; proyectos de inversión en ciencia, tecnología, innovación y energías renovables; inversión especializada en proyectos petroleros o en infraestructura para el desarrollo nacional, y becas para la formación de capital humano en universidades y posgrados; en proyectos de mejora a la conectividad; así como para el desarrollo regional de la industria, y una vez que la reserva alcance un nivel equivalente al 10.0% del PIB, se transferirán los rendimientos financieros reales anuales a la TESOFE. A continuación, se muestra el monto de los excedentes trasferidos a la reserva de largo plazo durante el periodo 2015-2018 en la tabla siguiente:

^{86/} El objetivo de dichos recursos es crear y administrar una cartera de inversión en activos financieros que permitan en el futuro mitigar el impacto en las finanzas públicas ante choques adversos en la economía derivados de una disminución en la renta petrolera, promover el desarrollo social, mediante el impulso programas productivos y de desarrollo tecnológico, así como programas de becas, entre otros, y beneficiar a las generaciones futuras de la producción de petróleo y gas natural.

EXCEDENTES TRANSFERIDOS A LA RESERVA DE LARGO PLAZO DEL FMPED, 2015-2018
(Millones de pesos y porcentaje)

AÑO	TRANSFERENCIAS ORDINARIAS ^{1/}	PIB ^{2/}	PARTICIPACIÓN	ESTIMADO SEGÚN LA LIF	PARTICIPACIÓN	DIFERENCIA
	(1)	(2)	(3)=(1)/(2)*100	(4)	(5)=(1)/(4)*100	(6)=(1)-(4)
2015	446,023.5	20,745,555.4	2.1	784,962.1	56.8	(338,938.6)
2016	326,888.3	21,356,123.6	1.5	515,445.0	63.4	(188,556.7)
2017	442,874.5	21,921,241.9	2.0	386,901.8	114.5	55,972.7
2018	124,714.3	22,993,556.0	0.5	456,793.5	27.3	(332,079.3)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por el FMPED por medio del oficio Ref. A80.JFCM.069/2018.

^{1/} Información disponible a marzo de 2018.

^{2/} Información disponible al segundo trimestre de 2018.

NOTA: Precios deflactados a 2017.

LIF: Ley de Ingresos de la Federación

En 2015, primer año de operación del FMPED, se realizaron transferencias por un monto de 446,023.5 mdp, dicho monto representó el 2.1% del PIB, por lo que no superó el umbral previsto del 4.7%; asimismo, en la LIF se estableció que se realizarían pagos por 784,962.1 mdp; no obstante, tampoco se superó este monto por una diferencia de 338,938.6 mdp, debido a que las transferencias que realizó el FMPED representaron el 56.8% de lo determinado en la ley, por lo que no hubo excedentes para acumular en la reserva de largo plazo.

En 2016, se realizaron transferencias equivalentes al 1.5% de PIB, y en la LIF se estimó que se realizarían pagos por 515,445.0 mdp, 34.3% menos que en 2015; sin embargo, el FMPED realizó transferencias por el 63.4% de esta cantidad, ello representó una diferencia de 188,556.7 mdp; nuevamente no se superó el 4.7% del PIB ni lo estipulado en LIF, por lo que no hubo exentes para ahorrar.

En 2017, el FMPED realizó transferencias por 442,874.5 mdp, las cuales representaron el 114.5% lo estimado en la LIF por una diferencia de 55,972.7 mdp, permitiendo constituir la reserva; sin embargo, sólo consiguió realizar pagos por el equivalente al 0.5% del PIB. El destino de los recursos excedentes de se muestra a continuación:

DESTINO DE LOS EXCEDENTES TRANSFERIDOS POR EL FONDO, 2017
(Millones de pesos y porcentaje)

CONCEPTO	MONTO	PARTICIPACIÓN %
Excedentes brutos transferidos por el FMPED	55,972.7	100.0
Faltantes en otro rubros ^{1/}	(10,503.0)	18.8
Compensaciones ^{2/}	(27,564.0)	49.2
Excedentes netos, reserva del FMPED	17,905.7	32.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por el FMPED por medio del oficio Ref. A80.JFCM.069/2018 y con información disponible en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>

^{1/} Se refiere a los faltantes de PEMEX, la CFE o el ISSSTE.

^{2/} Incluye la atención a desastres naturales del FONDEN por un monto de 4,000 mdp, y el incremento de los costos de los combustibles en CFE por 23,564.0 mdp.

De acuerdo con el cuadro anterior, en 2017 el FMPED tuvo un excedente de recursos transferidos por la cantidad de 55,972.7 mdp, de los cuales 18.8% (10,503.0 mdp) fueron destinados a cubrir los recursos faltantes en PEMEX, la CFE y el ISSSTE; 49.2% (27,564.0 mdp) para la atención de desastres naturales del FONDEN (4,000.0 mdp) y para solventar el incremento de costos los combustibles en CFE (23,564.0 mdp), los 17,905.7 mdp restantes se destinaron a la constitución de la reserva de largo plazo del FMPED. Por último, en lo que va de 2018, se han realizado pagos por 124,714.3 mdp, equivalente al 2.0% del PIB y al 27.3% de lo estimado en la LIF.

En conclusión, durante el periodo 2015-2018 el FMPED recibió 1,579,320.4 mdp, de los cuales el 98.5% (1,555,112.9 mdp) fueron pagos provenientes de las asignaciones por concepto de derechos de exploración, extracción y de utilidad, y 1.5% (24,207.5 mdp) provino de los contratos por el pago de cuotas exploratorias, regalía base y adicional, bono a la firma, penas convencionales, garantías de seriedad y por producto de la comercialización de hidrocarburos. Asimismo, durante el mismo periodo, realizó transferencias por 1,340,500.6 mdp a los fondos y la TESOFE, ello representó el 84.9% de los ingresos que recibió derivados de las asignaciones y contratos, y en 2017 registró un excedente de recursos transferidos por 55,972.7 mdp, que luego de destinarse a diversos rubros, se constituyó la reserva de largo plazo por 17,905.7 mdp, que era uno de los objetivos de la reforma que nos ocupa, ya que esa reserva permitirá invertir en los sectores que más lo requieran.

2.2.6. Protección a las personas y al medio ambiente

Este apartado tiene el objetivo de analizar si con la implementación de la reforma energética, por medio de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) ^{87/} cumple con uno de sus objetivos principales que es el proteger al medio ambiente y a las personas, reduciendo la exposición a riesgos ambientales en la exploración y extracción de petróleo y gas.

^{87/} A partir de la separación de funciones y la especialización de los entes reguladores se genera la necesidad de que el Estado fortalezca sus capacidades para dar respuesta al incremento en la complejidad de la actividad petrolera y disminuir los riesgos de seguridad industrial y ambientales asociados a la misma, debido a lo anterior, surge la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) como un órgano especializado encargado de la regulación y supervisión en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SISOPA), ya que anterior a la reforma, las entidades encargadas de dichas actividades eran la SEMARNAT y la PROFEPA.

El análisis desarrollará los aspectos siguientes: a) reglamentación emitida por la ASEA; b) inspecciones, auditorías y verificaciones, y c) sanciones impuestas por la ASEA a quienes incumplan sus obligaciones.

a) Reglamentación emitida por la ASEA

Las atribuciones y funciones de la ASEA en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SISOPA), son ejercidas respecto de las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos, abarcando todo el ciclo productivo y de distribución, (incluyendo las etapas de desmantelamiento y abandono de instalaciones), así como el control integral de los residuos que se generan en el sector por el desarrollo de sus actividades.

Dicha gestión se lleva a cabo por medio de guías, Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACGs), acuerdos y Normas Oficiales Mexicanas (NOMs) con los que los regulados deben contar, cumplir o presentar, dichos documentos se presentan en el cuadro siguiente:

LINEAMIENTOS PARA LA REGULACIÓN Y SUPERVISIÓN EMITIDOS POR LA ASEA EN MATERIA DE SISOPA, 2015-2017

GUIAS	• Guía para la elaboración del Análisis de Riesgo para el sector hidrocarburos. • Guía de elaboración del estudio técnico justificativo para la solicitud de autorización de cambio de uso de suelo en terrenos forestales en actividades del sector hidrocarburos. • Guía para la conformación del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicable a las actividades de expendio al público de gas natural, gas licuado de petróleo y petrolíferos. • Guía general para estaciones de servicio de gasolina y diesel. • Guía para la elaboración de estudios de pérdida máxima probable (PML). • Guía para definir la Línea Base Ambiental previo al inicio de las actividades petroleras terrestres de exploración y extracción de hidrocarburos. • Guía para definir la Línea Base Ambiental previo al inicio de las actividades petroleras marinas de exploración y extracción de hidrocarburos. • Guía Sistema de Administración. • Guía para el desarrollo del programa de administración de riesgos.
ACUERDOS	• Acuerdo por el que la ASEA, hace del conocimiento los contenidos normativos, normas oficiales mexicanas y otras disposiciones que regulan las emisiones, descargas, el aprovechamiento de recursos naturales y, en general, todos los impactos ambientales relevantes que puedan producir las obras y actividades de las estaciones de gas licuado de petróleo para carburación, a efecto de que sea procedente la presentación de un informe preventivo en materia de evaluación del impacto ambiental. • Acuerdo por el que se delega en las Direcciones Generales de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales; de Gestión de Transporte y Almacenamiento; y de Gestión Comercial; de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, la facultad que se indica. • Acuerdo por el que se delega en las Direcciones Generales de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales; de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos No Convencionales Marítimos; de Gestión de Transporte y Almacenamiento; y de Gestión Comercial, de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, la facultad que se indica. • Acuerdo por el que se hace del conocimiento a las Estaciones de Servicio para almacenamiento y expendio de diésel y gasolinas los casos en que procede la presentación de Informe Preventivo dentro del trámite de evaluación de impacto ambiental y los mecanismos de atención. • Acuerdo por el que se hace del conocimiento a las Estaciones de Servicio para almacenamiento y expendio de diésel y gasolinas los casos en que procede la presentación de Informe Preventivo dentro del trámite de evaluación de impacto ambiental y los mecanismos de atención. • Acuerdo por el que se abrogan las Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen medidas para los permisionarios de distribución de Gas Licuado de Petróleo relativas al cumplimiento de la normatividad aplicable en materia de mantenimiento y sustitución de infraestructura y equipos, así como capacitación de personal. • Acuerdo a través del cual se expide el formato para que los Regulados que cuenten con Estaciones de Servicio de Expendio al Público de Petrolíferos (Gasolina y Diésel), Gas Licuado de Petróleo, Gas Natural y Estaciones Multimodales, cumplan con sus obligaciones en materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera. • Lineamientos para la gestión integral de los Residuos de Manejo Especial (RME) del sector hidrocarburos. • Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican. (SASISOPA). • Reglas para el requerimiento mínimo de seguros a los Regulados que lleven a cabo obras o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural (Seguros). • Lineamientos para la autorización, aprobación y evaluación del desempeño de terceros en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente del sector hidrocarburos. • Lineamientos para informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del sector hidrocarburos.
DACGS	• Lineamientos para que los Regulados lleven a cabo las Investigaciones Causa Raíz de Incidentes y Accidentes ocurridos en sus Instalaciones. • Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos. • Lineamientos para llevar a cabo las Auditorías Externas a la operación y el desempeño de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del sector hidrocarburos (Auditoría SASISOPA). • Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en tierra. • Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos. • Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades de Expendio al Público de Gas Natural, Distribución y Expendio al Público de Gas Licuado de Petróleo y de Petrolíferos.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la página oficial de la ASEA, disponible en <https://www.gob.mx/asea/acciones-y-programas/leyes-y-normas-del-sector>

De acuerdo con el cuadro anterior, la ASEA emite guías, las cuales tienen la finalidad de orientar a los regulados en las diferentes etapas y trámites relacionados con las actividades del sector hidrocarburos con el fin de garantizar la seguridad industrial y protección ambiental.

Los acuerdos están orientados a delegar facultades de supervisión, inspección y vigilancia, hacer del conocimiento los contenidos normativos, las NOMs y otras disposiciones que regulan las emisiones y descargas, así como el aprovechamiento de recursos naturales, y los lineamientos pertinentes para la gestión de RME y para el SASISOPA. ^{88/}

La ASEA cuenta con DACGs, las cuales fomentan la regulación y supervisión estableciendo las obligaciones, requisitos y elementos de SISOPA que los regulados deberán cumplir para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre, desmantelamiento y abandono de las instalaciones de refinación de petróleo, lo anterior con la finalidad de prevenir daños a las personas, las instalaciones y al medio ambiente. Dichas DACGs sirven de manera preventiva en la gestión integral de residuos de manejo especial, así como en los requerimientos de seguros, de evaluación y aprobación para los terceros, para informar de manera oportuna la ocurrencia de accidentes e incidentes; el transporte terrestre por medio de ductos de petróleo, petrolíferos y petroquímicos, y para la implementación del SASISOPA.

Estos lineamientos son emitidos por la ASEA en materia de SISOPA y tienen como finalidad que los regulados realicen sus actividades conforme a las normas medioambientales internacionales y que preserven los recursos naturales del país.

Actualmente, la Agencia ha elaborado DACGs y guías en materia de hidrocarburos que están en proceso y que serán implementadas para la mejora en la exploración y extracción, hasta su aprobación y publicación en el DOF, las cuales se esquematizan a continuación:

^{88/} Los acuerdos emitidos por la ASEA se dirigen a las atribuciones de expedir, modificar o anular los permisos, licencias o autorizaciones; emitir observaciones y recomendaciones sobre estudios de riesgo ambiental; integrar registros de emisiones y transferencias de contaminantes; otorgar seguros y garantías relativas al cumplimiento en relación con el ambiente, y realizar las demás atribuciones que les competan a cada una de las direcciones siguientes: de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales, de Gestión de Transporte y Almacenamiento, de Gestión Comercial, de Exploración y Extracción de Recursos no Convencionales, así como los acuerdos por los que se hace conocimiento de estaciones de servicio para almacenamiento y expendio de diésel y gasolinas. Asimismo, un acuerdo donde expide el formato para que los regulados que cuenten con estaciones de servicio de expendio al público de petrolíferos (gasolina y diésel), gas licuado de petróleo, gas natural y estaciones multimodales, cumplan con sus obligaciones en materia de prevención y control de la contaminación de la atmósfera.

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL (DACGs) Y GUÍAS EN PROCESO

DACGs

- DACG Transporte o Distribución
- DACG Instalaciones de refinación
- DACG Expendio al público simultaneo
- DACG Cierre, desmantelamiento y abandono
- DACG Mecanismos Financieros
- DACG Protocolos de Respuesta a Emergencias
- DACG Control de emisiones de metano
- DACG Pozos de disposición
- DACG Trasvase^{1/}

GUIAS

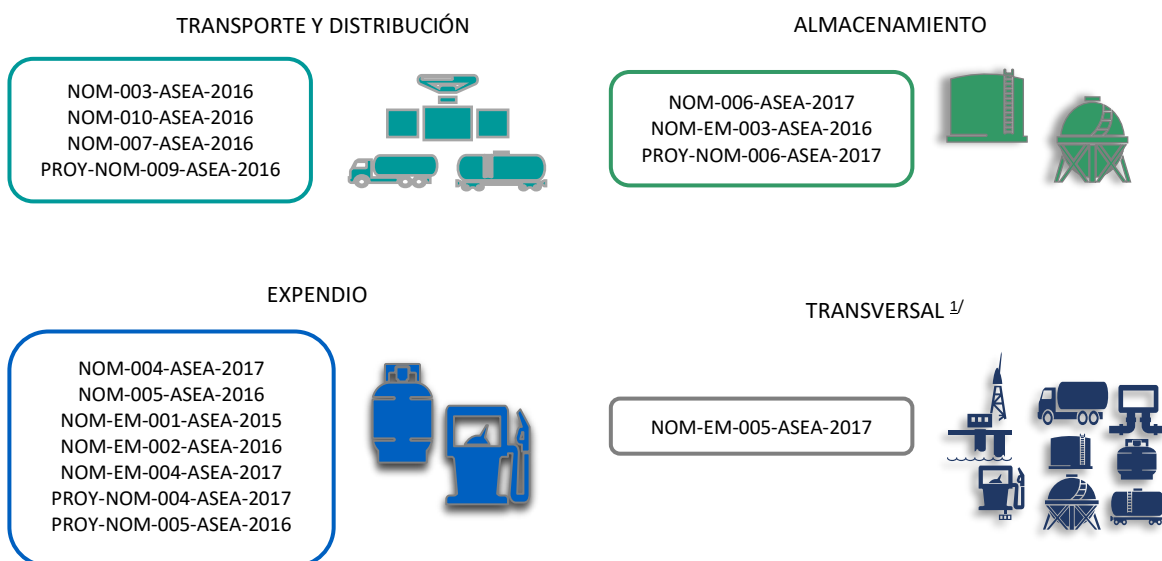
- Guía de Seguridad de pre-arranque
- Guía de indicadores del sistema
- Guía Cierre, desmantelamiento y abandono
- Guía para la selección, manejo y utilización de dispersantes

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida por parte de la ASEA, mediante material de las mesas de trabajo con fecha del 21 de septiembre de 2018.

^{1/} Operación que consiste en pasar hidrocarburos o petrolíferos de un recipiente a otro, por medio de sistemas o equipos diseñados y especificados para tal fin.

Es importante mencionar que una parte fundamental en la regulación y supervisión de la ASEA es la emisión de NOMs, ya que, por medio de ellas, se establece el cumplimiento de las obligaciones establecidas en su ley y reglamento. Actualmente la Agencia ha emitido 15 normas, de las cuales: seis son definitivas, cinco de emergencia y tres en proyecto, dichas normas se presentan a continuación:

NORMAS OFICIALES MEXICANAS EMITIDAS POR LA ASEA, 2015-2017



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida por parte de la ASEA, mediante el oficio ASEA/UAF/DGRF/0418/2018, con fecha de 17 de septiembre de 2018 y con información de la página de la ASEA, disponible en: <https://www.gob.mx/asea/acciones-y-programas/leyes-y-normas-del-sector>

^{1/} Norma Oficial Mexicana que puede incluir varios de los niveles de la cadena de valor del sector hidrocarburos.

Las NOMs han sido emitidas con la finalidad de llevar a cabo las facultades de regulación y supervisión sobre las obligaciones de los entes del sector, éstas se orientan a diferentes niveles de la cadena de valor de hidrocarburos, la Agencia ha emitido cuatro normas dirigidas al transporte y distribución; tres a almacenamiento, siete a expendio y una transversal.

Por medio de las NOMs relativas al transporte y distribución la ASEA define los parámetros y requisitos técnicos de SISOPA para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento, de los sistemas de distribución de gas natural y de gas licuado de petróleo por ductos que se deben cumplir en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las estaciones de servicio para almacenamiento y expendio de diésel y gasolinas; para las estaciones de suministro de gas natural comprimido para vehículos automotores que lo utilicen como combustible; para los sistemas de transporte de gas natural, etano y gas natural asociado al carbón mineral por medio de ductos, así como para la administración de la integridad del ducto, segmento o sección de recolección, transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.

En cuanto al almacenamiento, se abarcan especificaciones y criterios en materia de SISOPA para que las áreas terrestres de almacenamiento, cuenten con zonas destinadas a la recepción,

almacenamiento y entrega de hidrocarburos (excepto para gas licuado). En cuanto a las de expendio, se establece que las estaciones de servicio para almacenamiento y expendio de diesel y gasolinas cumplan con los métodos de prueba y parámetros, con los requisitos técnicos de diseño, eficiencia, operación, construcción y mantenimiento técnicos en materia de SISOPA, asimismo, se señala que es obligación de los regulados que cuentan con estaciones de servicios para expendio a público de gasolinas, instalar sistemas de recuperación de vapores de gasolinas para evitar la emisión de compuestos orgánicos volátiles a la atmósfera.

Por último, la norma NOM-EM-ASEA-2017, se orienta a establecer los criterios para clasificar a los residuos de manejo especial del sector hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos al plan de manejo, el listado de los mismos, así como los elementos y procedimientos para la formulación de los planes de manejo de residuos peligrosos y de manejo especial del sector hidrocarburos, los cuales al no ser dispuestos de forma adecuada podrían generar afectaciones a la población y al medio ambiente. Además de las NOMs antes mencionadas, la ASEA está implementando nuevas normas para ejecutar mejor sus funciones como supervisor de la reforma energética en materia de hidrocarburos, las cuales son las siguientes: NOM-008-ASEA en relación con el pictoleo;^{89/} NOM-009-ASEA-2017 orientada a la integridad de los ductos y la NOM-001-ASEA-2017 referente a los listados de residuos de manejo especial.

La ASEA regula y administra los riesgos de las actividades del sector hidrocarburos mediante dos herramientas fundamentales: el SASISOPA y la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA).

El SASISOPA tienen como finalidad la reducción de riesgos, traduciéndolos en planes de acción acorde a las evaluaciones, verificación, inspección, revisión legal e investigación de accidentes y la prevención, control y mejora del desempeño de una instalación que realice actividades relacionadas con la seguridad industrial, operativa y la protección al medio ambiente.

Es importante mencionar que a partir de octubre de 2016 se inició con el ingreso de trámites de SASISOPA, en ese año se ingresaron 136 trámites, de los cuales 44 fueron para registro del sistema y 92 para autorización del mismo. Al cierre de 2017, se han resuelto 76 de trámites (55.8%) y de ellos 33 son registros.

^{89/} Recargar ilegalmente tanques de gas, fuera o dentro de la estación de expendio con el riesgo de que el cilindro se transporta en vehículos particulares y no de distribución.

Por otra parte, la MIA es un documento en el cual los regulados que desean realizar alguna obra, proyecto o actividad en el sector, pueden analizar y describir las condiciones ambientales previas a la realización del proyecto con la finalidad de evaluar los posibles daños de la construcción y operación que dichas actividades pudieran generar en el ambiente.

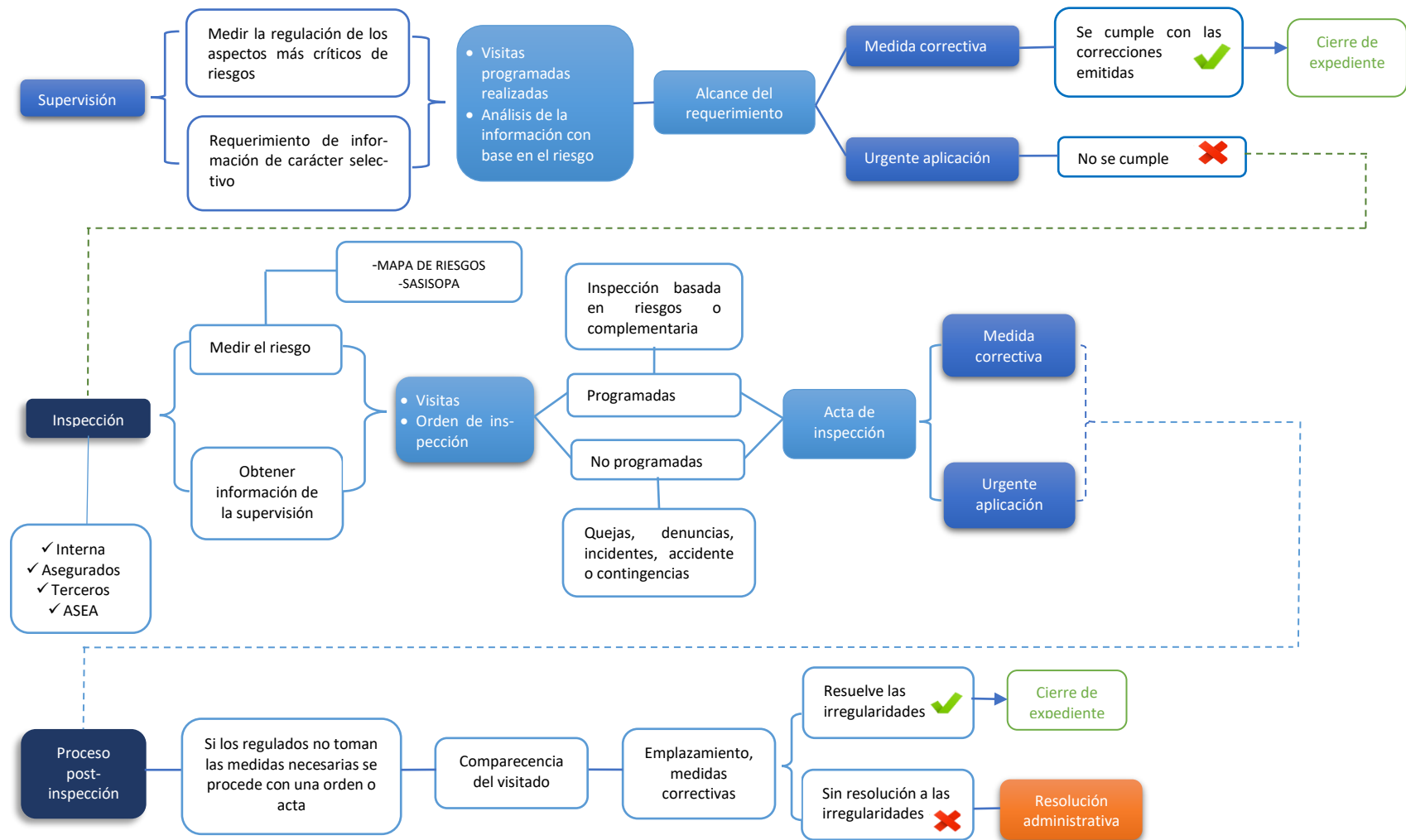
Al igual que el SASISOPA, la MIA tiene el objeto de prevenir o mitigar posibles afectaciones que pudieran ocasionarse en el ambiente, sin embargo, esto ofrece una gran ventaja que sólo puede ser apreciada después de largos periodos de tiempo y se concretan en economías, en las inversiones, en los costos de las obras, en diseños más perfeccionados e integrados al ambiente y en una mayor aceptación social de las iniciativas de inversión.

En conclusión, con los trabajos de evaluación se identificó que la ASEA, emitió los lineamientos, DACGs, guías, acuerdos y NOMs, así como del SASISOPA y de la MIA, mediante los cuales realiza sus atribuciones referentes a las personas y del medio ambiente, ya que dichas reglas están orientadas a prevenir, disminuir, mitigar o en su caso proponer medidas para las afectaciones que los entes regulados pudieran causar con sus actividades. La ASEA presuntamente, contribuye a que los regulados adopten mejores prácticas en materia de SISOPA aplicando códigos, estándares y Normas Internacionales, así como las medidas pertinentes en las actividades del sector.

b) Supervisiones, inspecciones y verificaciones en materia ambiental

A continuación, se esquematiza el proceso de supervisión e inspección con el que a ASEA regula a los entes del sector:

PROCESO DE SUPERVISIÓN E INSPECCIÓN CON EL QUE LA ASEA REGULA A LOS ENTES DEL SECTOR



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida por parte de la ASEA, mediante material de las mesas de trabajo con fecha del 21 de septiembre de 2018.

NOTA: La resolución administrativa puede ser: amonestación o multas económicas, clausuras, suspensión o revocación de licencias o autorizaciones, arresto administrativo.

La base para consolidar un programa de inspección y supervisión anual es la estrategia integral que implementa la Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial (USIVI) mediante la Dirección General de Supervisión, Inspección y Vigilancia de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales (DGSIVEERC) y la Dirección General de Supervisión, Inspección y Vigilancia de Exploración y Extracción de Recursos No Convencionales Terrestres (DGSIVEERN), la cual tiene la finalidad de minimizar las afectaciones y riesgos ambientales derivados de las actividades de exploración y extracción.

Dicho programa anual está compuesto por tres actividades: 1) inspecciones preventivas en materia de seguridad operativa, la cual señala que los regulados deben contar con instalaciones diseñadas para que operen dentro de las condiciones adecuadas para reducir la probabilidad de accidentes y afectaciones ambientales, parte de la premisa de que los procesos de los regulados son seguros; 2) las inspecciones ambientales, que a su vez se dividen en preventivas, las cuales verifican el cumplimiento a las condiciones emitidas por la ASEA, así como que las gestiones de residuos no repercutirán en el ambiente y las reactivas que son el resultado de denuncias presentadas por la población o autoridades de eventos que tienen una posible afectación ambiental, y 3) las acciones de supervisión parten de la capacidad operativa de las Direcciones de Supervisión, Inspección y Vigilancia competentes en Exploración y Extracción y con la finalidad de incluir a la mayoría de los regulados, asimismo, vigila las acciones de limpieza en los derrames y el estatus de las presuntas denuncias.

De acuerdo con lo anterior se presentan las visitas de supervisión, inspección y verificación a los entes regulados que desarrolló la DGSIVEERC durante el periodo 2015-2017:

INSPECCIONES, SUPERVISIONES Y VERIFICACIONES REALIZADAS POR LA DGSIVEERC, 2015-2017

ACTIVIDAD	2015	2016	2017	TOTAL
INSPECCIONES TOTALES	8	10	27	45
•Preventivas (seguridad operativa)				
Instalaciones de Recolección	0	0	0	
Instalaciones de Separación y Acondicionamiento	7	1	5	
Instalaciones de Perforación y Terminación	0	0	4	
•Ambientales				
Preventiva en MIA	0	1	0	
Preventiva en Manejo de Residuos	0	4	1	
Reactiva en derrames/denuncia	1	4	10	
•No programadas				
Incidentes/accidentes	0	0	4	
Requerimientos	0	0	2	
Otras	0	0	1	
SUPERVISIONES TOTALES	0	1	78	78
Preventivas (SASISOPA)	0	0	1	
Reactivas (derrames, fugas, explosiones, etc.)	0	1	76	
VERIFICACIONES TOTALES	0	5	6	11

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida por parte de la ASEA, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/286/2018, con fecha del 11 de abril de 2018.

La DGSIVEERC, durante el periodo 2015-2017, realizó 45 inspecciones, 78 supervisiones y 11 visitas de verificación a entes que operan en el sector hidrocarburos. En 2015 y 2016 fueron los años en que menos visitas de dichas actividades se realizaron, esto fue debido a que los programas de inspección se centraron en instalaciones que, por su capacidad productiva, número de trabajadores y antecedentes operativos, implicaban un riesgo a las personas y al medio ambiente. Se tenía como objeto establecer medidas preventivas inmediatas en lo que se desarrollaba la propia regulación de la Agencia y a la par obtener insumos para desarrollar programas de inspección basados en riesgo que incluyeran más variables.

No obstante, en 2017 las visitas aumentaron de manera representativa debido a que el programa Anual de Inspecciones se desarrolló considerando: procesos identificados como de mayor riesgo, a partir del análisis de accidentabilidad por año; las inspecciones a diferencia de los años anteriores se centraban en el número de regulados operando con SASISOPA autorizado, y no al número de instalaciones; a los regulados con equipos de perforación en el proceso de exploración, y a la capacidad de ejecución en razón de la disponibilidad real de inspectores adscritos a la dirección general.

Las acciones de supervisión desde un enfoque preventivo se programaron a partir de 2018, considerando que a partir de ese año los programas de implementación relacionados con los SASISOPA de acuerdo a las condicionantes establecidas debieran tener un avance; mientras que las acciones de supervisión en materia ambiental no se consideraron en esa programación anual, ni en otra, debido a que son de naturaleza reactivas. Empero, en la información remitida por la Agencia en 2017 se presenta una visita de supervisión preventiva en materia de SASISOPA.

El mayor número de visitas durante el periodo fue en 2017, con 76 visitas en supervisiones reactivas derivadas de denuncias presentadas por la ciudadanía o autoridades sobre eventos que tuvieron o pudieron tener afectaciones al ambiente, lo que significa que la mayoría de los regulados cumplió con las correcciones emitidas y no se procedió a iniciar las inspecciones correspondientes.

Hasta abril de 2018, se tiene que la ASEA ha realizado 8 visitas de inspección, 8 de supervisión y 2 de verificación, sin embargo, en la información remitida no se especifica en qué momento la Agencia participa con actividades de verificación y que procede en ese caso, por lo que la información proporcionada es incompleta.

c) Sanciones impuestas por la ASEA por incumplimiento de obligaciones

A continuación, se presenta el monto recuperado, el número de sanciones emitidas y las sanciones que procedieron administrativamente por la ASEA, en el periodo 2015-2017.

SANCIONES ^{1/} IMPUESTAS POR LA ASEA Y MONTO RECUPERADO, 2015-2017
 (MILLONES DE PESOS)^{2/}

Dirección responsable ^{3/}	2015			2016			2017		
	Sanc.	Procesos adm.	Monto recup.	Sanc.	Procesos adm.	Monto recup.	Sanc.	Procesos adm.	Monto recup.
DGSIVC	26	6	4.5	51	11	0.4	79	28	3.6
DGSIVEERC	3	0	0.0	3	1	0.2	5	1	0.2
DGSIVEERNCT	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
DGSIVOI	0	0	0.0	10	5	0.3	6	3	0.1
DGSIVPI	4	3	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
DGSIVTA	20	1	6.9	1	1	0.5	1	0	0.0
TOTAL	53	10	11.5	65	18	1.4	91	32	3.9

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida mediante el oficio ASEA/UAF/DGRF/0418/2018, con fecha del 17 de septiembre de 2018.

^{1/} Las sanciones impuestas incluyen la materia ambiental y en SISOPA y todas las actividades relacionadas con el sector.

^{2/} Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

^{3/} Dirección General de Supervisión, Inspección y Vigilancia Comercial (DGSIVC); Dirección General de Supervisión, Inspección y Vigilancia de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales (DGSIVEERC); Dirección General de Supervisión, Inspección y Vigilancia Exploración y Extracción de Recursos No Convencionales Terrestres (DGSIVEERNCT); Dirección General de Supervisión, Inspección y Vigilancia de Operación Integral (DGSIVOI); Dirección General de Supervisión, Inspección y Vigilancia de Procesos Industriales (DGSIVPI); Dirección General de Supervisión, Inspección y Vigilancia de Transporte y Almacenamiento (DGSIVTA); Dirección General de Supervisión, Inspección y Vigilancia de Exploración y Extracción de Recursos No Convencionales Marítimos (DGSIVEERNM).

En el cuadro anterior, se observa que, durante el periodo de estudio, el número de sanciones impuestas por la ASEA fue de 209 para los entes que realizan actividades relacionadas con el sector, el número de sanciones ha incrementado en 48.2% en el periodo.

Los entes que fueron sancionados y que no lograron subsanar alguna irregularidad, o no aplicaron medidas correctivas y como consecuencia llegaron a un proceso administrativo, fueron 60, siendo el tercer año de ejecución de la Agencia, en el que más multas económicas procedieron, sin embargo, el año en que se recuperó más dinero proveniente de dichas sanciones fue el 2015, con una cantidad de 11.5 mdp y el año en el que menos monto se recuperó fue el 2016 con 1.4 mdp; teniendo un monto total durante el periodo de estudio de 16.8 mdp.

La dirección que tuvo el mayor monto recuperado durante el periodo fue la DGSIVC con de 8.5 mdp, de las 156 sanciones que impuso, 122 (78.2%) han sido concluidas y 34 (21.7%) siguen en proceso.

La DGSIVEERC, en 2015 tuvo tres sanciones sin monto recuperado, ya que los entes tomaron medidas de corrección, y en los años posteriores sólo tuvieron dos sanciones, del total de ellas, ocho han sido concluidas, una está en proceso y dos se encuentran en el estado de nulidad lisa^{90/}.

Por otra parte, la DGSIVEERNCT no aplicó ninguna sanción en materia de exploración y extracción de recursos no convencionales terrestres durante el periodo de análisis. La DGSIVOI disminuyó en el número de sanciones aplicadas de 2016 a 2017, es importante mencionar que las 16 sanciones han sido económicas y de las cuales, en ocho sanciones no se ha recuperado aún el monto correspondiente y de esas ocho, cuatro han sido concluidas; no obstante, no se señala ni se justifica que procedió en ese caso y por qué se concluyó con el estado de la sanción.

En las bases de datos remitidas por la ASEA se muestra que la DGSIVPI no cuenta con monto recuperado debido a que el tipo de sanción fue económico/medidas,^{91/} si bien, los montos recuperados de tres sanciones están pendientes desde 2015 y 2016 y en el estado de la sanción se señala que han sido concluidas con juicio de nulidad, en otro documento proporcionado se menciona que la DGSIVPI hasta el momento ha obtenido un monto de multas para 2016, de 6.2 mdp

^{90/} Se refiere cuando existe incompetencia de la autoridad que dicta u ordena la resolución impugnada o tramita el procedimiento del que deriva.

^{91/} De acuerdo con la ASEA, se refiere a que los entes sancionados corrigieron las irregularidades que se detectaron.

y para 2017 de 0.2 mdp, con un monto total para los dos años de 6.4 mdp, sin especificar de qué tipo de multas proviene dicho monto.

La DGSIVTA tuvo el menor número de sanciones económicas impuestas, ya que sólo fueron dos con relación al total, y las otras 18 fueron de tipo de sanción absolutoria, asimismo, todas las sanciones fueron en materia de transporte y almacenamiento durante toda la cadena de valor del sector.

Es relevante mencionar que la Dirección General de Supervisión, Inspección y Vigilancia de Exploración y Extracción de Recursos No Convencionales Marítimos (DGSIVEERNCM) no se incluyó en el análisis, debido a que no se proporcionó ni justificó la información correspondiente.

Durante el periodo de estudio la mayoría de sanciones fueron de tipo económicas, pero sólo las 60 sanciones que se señalaron en el cuadro anterior, fueron las que se remitieron con monto recuperado y no se especifica en las bases de datos remitidas qué procedió con las sanciones impuestas restantes, por lo que se muestran inconsistencias en la información.

En el Anexo XIV se encuentra la descripción detallada de las sanciones impuestas por la ASEA en el periodo de 2015-2017.

En conclusión, durante el periodo 2015-2017, la ASEA implementó un marco normativo mediante el cual regula y supervisa aquellos que desempeñan sus actividades en el sector hidrocarburos, lo anterior lo hace mediante Lineamientos, Disposiciones Administrativas de Carácter General, Acuerdos, Guías y Normas Oficiales Mexicanas. Los documentos anteriores le permiten a la Agencia prevenir, disminuir, mitigar o en su caso proponer medidas correctivas para impedir que las actividades afecten el medio ambiente y a las personas ya que permite que los regulados cumplan con los estándares de internacionales.

La ASEA administró los riesgos de las actividades del sector mediante el Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA) y la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA), herramientas que le permiten que los regulados presenten programas de trabajo en los que se consideren los objetivos y metas que deberán de cumplir y que éstos se encuentren alineados con los requisitos establecidos por la autoridad competente, además, la MIA le permite a la Agencia que los involucrados en las actividades de este sector se propongan mitigar o prevenir las posibles afectaciones que se puedan hacer al medio ambiente por las realización de las actividades petroleras.

Como se puede observar, la ASEA ha establecido los mecanismos que le permiten regular el sector de hidrocarburos; sin embargo, la función de la entidad no se limita a lo anterior, ya que también realiza la supervisión, inspección y verificación en materia ambiental, que en el periodo 2015-2017 han sido 45 inspecciones, 78 supervisiones y 11 verificaciones. Es importante señalar que la Agencia no establece una meta numérica, ya que para la integración de su programa de inspección y supervisión anual utiliza la estrategia integral de riesgo, la cual le permite analizar cuáles son las zonas en la que se pudiera tener afectaciones o riesgos ambientales derivados de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

En el periodo de análisis, el mayor número de vistas de supervisión se realizaron en 2017, con 76 visitas, que se derivaron de las denuncias presentadas por los ciudadanos o autoridades, dichas denuncias se realizan cuando se presentan eventos que pudieron provocar afectaciones ambientales y que se vinculan con las actividades del sector hidrocarburos. Cabe señalar que en muchas de las ocasiones la supervisión permite que los regulados adopten las medidas correctivas que la autoridad demanda y por ello no se llega a una sanción económica. Sin embargo, no todos realizan las acciones correctivas, por lo que la Agencia tiene la facultad de sancionar a quienes no cumplan con lo recomendado, entre los años 2015-2017 se impusieron 209 sanciones.

De las 209 sanciones emitidas por la ASEA, 149 fueron subsanadas, mientras que en 60 no se aplicaron medidas correctivas por lo que se llegó al proceso administrativo y con ello a la imposición de multas que ascendieron a 26.8 mdp.

No obstante, en la opinión pública, se da cuenta de distintos acontecimientos relacionados con derrames de hidrocarburos y sus afectaciones al medio ambiente tales como: en abril de 2016 se registró una falla en los ductos de PEMEX por lo que ocurrió el derrame de crudo que abastecía la refinería Lázaro Cárdenas, cerca de la carretera Coatzacoalcos-Minatitlán, lo cual afectó más de 900 metros cuadrados de pantano, teniendo como consecuencia un incremento en la mortandad de especies como tortugas, serpientes y lagartos, principalmente, y un deterioro en la economía del sector pesquero y agricultura de la zona; así mismo, en septiembre de 2016, cerca de la costa de Boca del Río, ocurría el incendio del buque Burgos, el cual trasladaba 80 mil barriles de diésel, 16 mil de gasolina desulfurada y 71 mil de gasolina magna. Ante lo cual la ASEA negó, luego de una

examinación en ese sector marítimo, que existiera un impacto ambiental digno de preocupación o de gran magnitud.^{92/}

Derivado de lo anterior, la ASF realizará en 2019 una auditoría de desempeño a la ASEA con el fin de analizar de manera detallada esta y otras situaciones relacionadas con su mandato.

2.2.7. Conclusión

La regulación y la supervisión la realizan la SENER, la SHCP, el FMPED, la ASEA, la CNH y la CRE, dichas entidades tienen la responsabilidad de emitir las condiciones bajo las que operarán tanto las Empresas Productivas del Estado, así como los particulares interesados en realizar actividades relacionadas con el sector. Por ello se identificó que estas instituciones cumplieron con su obligación de regular y supervisar lo relacionado con las asignaciones, licitaciones, contratos, permisos, los ingresos derivados de la actividad en el sector, además de la protección al medio ambiente y a las personas.

En el caso de las asignaciones, se tiene que antes de la entrada de nuevos participantes se aplicó una práctica internacional llamada Ronda cero (en 2014), en la que se le otorgó a PEMEX 489 títulos de asignación, de los cuales el 22.1% (108) correspondió a campos de exploración, 58.5% (286) a bloques de extracción y el 19.4% (95) áreas de resguardo; en 2018, 417 asignaciones continúan vigentes, de las que el 24.0% (100) son de exploración, 62.1% (259) de extracción, 3.1% (13) de exploración y extracción, y 10.8% (45) de resguardo.

Asimismo, durante el periodo 2014-2018, no fue revocada ninguna asignación; 11 títulos migraron a 7 contratos, de los cuales uno fue para Exploración y Extracción de Hidrocarburos y relacionó dos campos en aguas someras; tres fueron mediante asociación a un contrato integral de exploración y producción y contrato de obra pública financiada e involucraron cuatro bloques terrestres. Los cuatro contratos anteriores se llevaron a cabo bajo la modalidad contractual de producción compartida; los tres restantes se realizaron por medio de asociaciones estratégicas farmouts bajo la modalidad contractual de licencia, los cuales se relacionaron con cinco asignaciones, dos en aguas profundas y tres en campos terrestres.

^{92/} CONACYT, Agencia Informativa, "Consecuencias ambientales del derrame de hidrocarburos", disponible en: <http://conacytprensa.mx/index.php/ciencia/ambiente/20782-consecuencias-ambientales-derrame-hidrocarburos>

Una vez que se terminó con la Ronda cero y que se había asignado a PEMEX lo que solicitó, se comenzó con el proceso de las licitaciones, con las que se pretendía aprovechar los recursos naturales, en este caso de los provenientes del petróleo, para ello la SENER en colaboración con la CHN elaboró un Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos con el que se delineó un escenario indicativo en cuanto en las que se consideran las áreas y campos destinados para la exploración y extracción de hidrocarburos, dichas actividades serán realizadas por las empresas productivas del Estado (EPE) y por particulares que demuestren contar la capacidad técnica y de gestión para llevar a cabo su labor.

Los 11 procesos licitatorios se realizaron en tres rondas y, a la fecha, se han concluido 9 procesos, teniendo como resultado la firma de 104 contratos de los cuales 31 (29.8%) corresponden a producción compartida y 73 (70.2%) a licencias, esperando una inversión de 76,634.9 mdp y una producción de 11,615.0 MMbpce. De las licitaciones realizadas hasta el momento se adjudicaron 104 bloques, que representa el 66.2% del total, éstos bloques fueron para tres tipos de espacios: terrestres, aguas someras y aguas profundas. Respecto de la superficie se adjudicó un total de 87,037.4 km²; el 63.4% del total que fue de 137,338.6 km².

Durante los procesos de licitación han participado (presentado ofertas) un total de 112 empresas de las cuales 71 adjudicaron contratos, ya sea individual o en consorcio. Dichas empresas pertenecen a 24 países, incluido México, el cual tiene a 55 empresas participando. El promedio de la participación del Estado en los contratos de producción compartida fue de 53.5%; mientras que en los de licencia, el valor de la regalía adicional fue de 31.0%. El monto que la CNH obtuvo como resultado de las licitaciones fue de 2,572.0 mdp, de los cuales el 94.9% (2,440.2 mdp) corresponde al acceso al cuarto de datos y el 5.1% (131.8 mdp) es por la inscripción a la licitación.

En el caso de los contratos, se encontró que en el periodo 2015-2018 la CNH ha firmado con los particulares 104 contratos, de los cuales 31 (29.8%) corresponden a la modalidad de producción compartida y 73 (70.2%) a licencia, no omitiendo señalar que hasta la fecha no se han firmado contratos con la modalidad de utilidad compartida y de servicios. Por lo que se refiere a la vigencia de los contratos, se encontró que para las licencias es de 35 años, mientras que para los de producción compartida es de 25 a 30, dependiendo del tiempo que se tarden en producir los hidrocarburos, pues esto no es de manera inmediata, ya que a la fecha 56 contratos, de ambas modalidades, se encuentran en la etapa de transición de arranque, mientras que sólo 4 licencias han llegado al periodo de desarrollo.

En lo referente a la inversión de los contratos, se encontró que de 2016 a 2017 creció un promedio anual de 561.9%, cifra que difícilmente se repetirá para 2018 ya que, a más de la mitad del año, la inversión no representa ni el 50.0% de la obtenida en todo el 2016. En general, la inversión derivada de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos asciende a un total de 13,562.1 mdp únicamente por 31 contratos, por lo que se estima que esta suma se triplique, debido a que los contratos con inversión representan el 30.1% de los 103 contratos vigentes.

Los permisos son emitidos por la SENER y la CRE, en el caso de la primera otorgó 18 permisos, de los cuales 3 (16.7%) fueron para tratamiento de petróleo a PEMEX Exploración y Producción, 6 (33.3%) para las actividades relacionadas con la refinación y 9 (50.0%) para el procesamiento de gas natural a PEMEX Transformación Industrial, todos los permisos tienen una vigencia de 30 años y en el caso de los de refinación se realizó una actualización en marzo de 2018. Es importante señalar que los permisos antes descritos fueron otorgados antes de la reforma energética, por lo que una vez que entró en vigor esta última sólo se renovaron con las nuevas empresas productivas subsidiarias de PEMEX.

Para la importación y exportación en el periodo 2013-2017 se otorgaron 2,114 permisos de los cuales el 84.0% (1,776) corresponden a importación y el 16.0% (338) a exportación; sin embargo, la información publicada por la SENER en su portal de internet referente a los permisos de importación de petrolíferos vigentes difiere de la proporcionada por la misma entidad, ya que al 16 de mayo de 2018, están vigentes 1,092 permisos de los cuales 512 (46.9%) corresponden a la importación de diésel, 390 (35.7%) de gasolina, 108 (9.9%) de gas L.P y se tienen 82 (7.5%) permisos de importación de turbosina. Por lo que se puede determinar que la información no es confiable.

En cuanto a los permisos de exportaciones e importaciones de gas natural, la SENER autorizó 46 permisos a 11 empresas para la exportación. En el caso de las importaciones, se observó que en el periodo de evaluación se emitieron 14 permisos con un volumen de 2.6 Mpc, dichos permisos fueron emitidos por un periodo de un año, que fue de 2015-2016.

En el caso de la CRE, esta emitió 528 permisos para Gas Natural, con una inversión estimada de 408,048.4 mdp y un crecimiento de 75,654 kilómetros de ductos, lo que significa que en términos generales hubo un incremento considerable de la participación de los particulares. Por lo que toca al Gas L.P, para 2018 se contaba con 4,822 permisos, mientras que para los petrolíferos y petroquímicos fueron 15,028, de los cuales el 82.8% (12,445) correspondió a distribución, 11.7%

(1,758) a transporte y el 5.5% restante para almacenamiento, distribución, comercialización y provisionales (825), de éstos, se identificó que los relacionados con la distribución y los provisionales fueron otorgados a los particulares. De los permisos anteriores, la inversión ascendió a 409,677.0 mdp.

Uno de los procesos importantes en el desarrollo de la política tiene que ver con los ingresos derivados del sector de hidrocarburos, ya que la idea era que PEMEX tuviera una menor carga fiscal y por ello se tenía que obtener de los particulares los ingresos que el Estado dejaba de asumir y que dichos ingresos se utilizaran en los sectores prioritarios. Al respecto se observó que durante el periodo 2015-2018 el FMPED recibió 1,579,320.4 mdp, de los cuales el 98.5% (1,555,112.9 mdp) fueron pagos provenientes de las asignaciones por concepto de derechos de exploración, extracción y de utilidad, y 1.5% (24,207.5 mdp) provino de los contratos por el pago de cuotas exploratorias, regalía base y adicional, bono a la firma, penas convencionales, garantías de seriedad y por producto de la comercialización de hidrocarburos.

Asimismo, durante el citado periodo, realizó transferencias por 1,340,500.6 mdp a los fondos y a la TESOFE, ello representó el 84.9% de los ingresos que recibió derivados de las asignaciones y contratos, y en 2017 registró un excedente de recursos transferidos por 55,972.7 mdp, que luego de destinarse a diversos rubros, se constituyó la reserva de largo plazo por 17,905.7 mdp.

Finalmente, como resultado de la reforma energética se creó a la ASEA, siendo el órgano encargado de la protección a las personas y al medio ambiente. Dicha institución demostró que durante el periodo 2015-2017 implementó un marco normativo para regular y supervisar aquellos que desempeñaban sus actividades en el sector hidrocarburos, éste marco le permitió a la Agencia prevenir, disminuir, mitigar o en su caso proponer medidas correctivas para impedir que las actividades afecten el medio ambiente y a las personas ya que permite que los regulados cumplan con los estándares de internacionales.

Además, la ASEA dispuso del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA) y la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA), herramientas que le permiten que los regulados presenten programas de trabajo en los que se consideren los objetivos y metas que deberán de cumplir y que éstos se encuentren alineados a los requisitos establecidos por la autoridad competente.

La Agencia también tiene la atribución de supervisar, inspeccionar y verificar en materia ambiental las actividades en el sector de hidrocarburos, por lo que en el periodo 2015-2017 realizó 45 inspecciones, 78 supervisiones y 11 verificaciones. Cabe señalar que en muchas de las ocasiones la supervisión permite que los regulados adopten las medidas correctivas que la autoridad demanda, y por ello no se llega a una sanción económica. Sin embargo, no todos realizan las acciones correctivas, luego entonces, la Agencia tiene la facultad de sancionar a quienes no cumplan con lo recomendado, por lo que en el periodo de análisis se impusieron 209 sanciones, de las cuales 149 fueron subsanadas, mientras que en 60 no se aplicaron medidas correctivas, llegando al proceso administrativo y con ello a la imposición de multas que ascendieron a 26.8 mdp.

No obstante, en la opinión pública, se presentan casos relacionados con derrames de hidrocarburos, en los que la Agencia, negó la existencia de daños ambientales, por lo que la Auditoría Superior de la Federación realizará una auditoría de desempeño en 2019.

En el apartado siguiente, se evaluará la operación de PEMEX ya consolidada como Empresa Productiva del Estado (EPS), por ello se revisará su separación operativa y financiera, así como el avance en la consolidación de su gobierno corporativo, ya que al ser una EPS se ve obligada a contar con elementos para evaluar y perfeccionar el marco institucional y, con ello, funcionar con eficacia, transparencia y responsabilidad para asegurar que la competencia se desarrolle en igualdad de condiciones. De manera particular se realizó la misma evaluación de gobierno corporativo a CENAGAS por la naturaleza de su gestión.

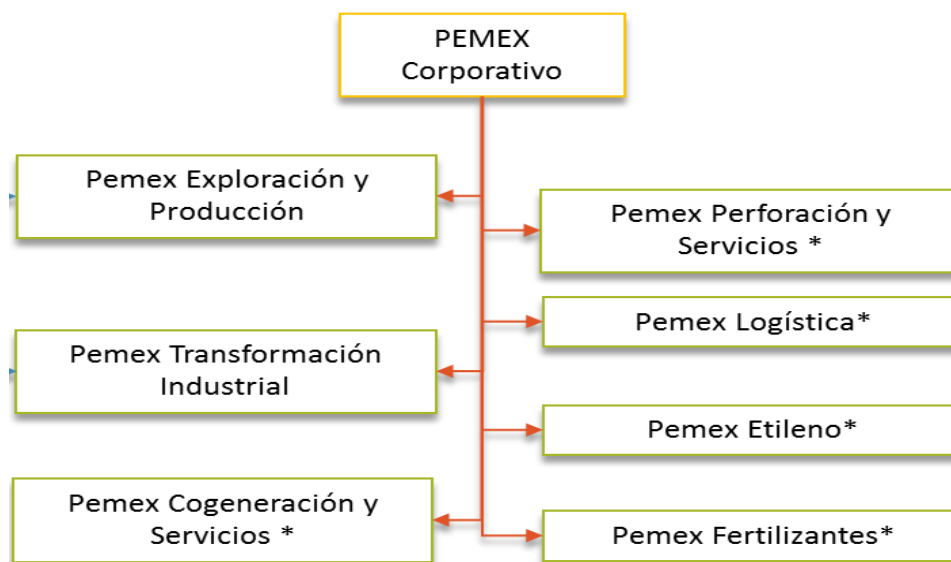
Considerando lo anterior, se revisó cómo es que el Estado, mediante su empresa productiva, mantiene e incrementa la infraestructura para la generación, almacenamiento y distribución de los hidrocarburos que demanda la sociedad y cómo esto se ve reflejado en los costos de producción.

Además, se desarrolló como último apartado del presente resultado, el análisis de la situación financiera de PEMEX, en lo que se refiere al corporativo, ya que uno de los objetivos de la política energética en materia de hidrocarburos, es que se sea una empresa rentable, competitiva y genere valor económico, por lo que resulta trascendente analizar las razones financieras de actividad, ciclo, liquidez y apalancamiento.

2.3. Operación

2.3.1. Separación operativa y financiera de PEMEX

Una de las razones por las que se transformó a PEMEX de Paraestatal a Empresa Productiva del Estado, era buscar la rentabilidad de la institución, para ello se requería de una nueva estructura operativa para cumplir con ese objetivo, es por eso que, como se mencionó en el diseño institucional, PEMEX pasó de tener cuatro organismos subsidiarios a poseer siete Empresas Productivas Subsidiarias (EPS). Los organismos subsidiarios Gas y Petroquímica Básica, Petroquímica y Refinación pasaron a ser la EPS PEMEX Transformación Industrial y la EPS PEMEX Exploración y Producción adquirió los derechos y obligaciones del organismo subsidiario con el mismo nombre, además se crearon otras cinco EPS: Perforación y Servicios, Logística, Etileno, Fertilizantes y Cogeneración y Servicios, quedó como se muestra en el esquema siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos, publicado en el DOF el 31 de marzo de 2012; en los Acuerdos de Creación de las Empresas Subsidiarias de Petróleos Mexicanos, PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Transformación Industrial, PEMEX Cogeneración y Servicios, PEMEX Perforación y Servicios, PEMEX Logística, PEMEX Etileno y PEMEX Fertilizantes, publicados en el DOF el 28 de abril de 2015.

* En el Acuerdo CA-128/2014 de la Sesión 882 Extraordinaria del 18 de noviembre de 2014 del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos se aprobó su creación, para su posterior creación en empresas filiales, no obstante, a 2017 seguían siendo consideradas Empresas Productivas del Estado Subsidiarias (EPS).

Con el objetivo de dar seguimiento a la separación de las condiciones técnicas y financieras que se originaron a partir esta reestructuración se revisaron los decretos de creación de cada una de las empresas subsidiarias y se comprobó que de conformidad con el artículo 6 de cada uno de ellos, su

patrimonio estará constituido por los bienes, derechos y obligaciones que haya adquirido o se le hayan asignado, transferido o adjudicado con motivo de la reorganización corporativa de PEMEX.

Con el propósito de registrar y hacer transparente esta transferencia de recursos, PEMEX tiene publicado en su portal las Actas de transferencia de bienes; de recursos y funciones, y de derechos y obligaciones. A continuación, se presentan los recursos que se transfirieron, así como la empresa que los recibió y la que los transfirió:

RECURSOS TRANSFERIDOS POR ORGANISMOS Y EMPRESAS DESTINO								
Origen de la transferencia	Destino de la transferencia	CANTIDAD DE ACTAS POR RECURSO TRANSFERIDO						Total
		Bienes inmuebles	Bienes muebles	Obras en construcción	Proyectos	Funciones y recursos*	Derechos y obligaciones	Relación de bienes**
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	PEMEX Logística	84	6	2				
PEMEX Refinación		5	3	2				
PEMEX Exploración y Producción			4		1	4	4	
PEMEX Transformación Industrial			1					
PEMEX Corporativo	PEMEX Exploración y Producción	57						1
PEMEX Petroquímica	PEMEX Corporativo	18						
PEMEX Refinación		18						
PEMEX Exploración y Producción		11						
PEMEX Petroquímica	PEMEX Etileno	5	29	1				
PEMEX Transformación Industrial		2	2	1				
PEMEX Petroquímica	PEMEX Fertilizantes	10	20	1				
PEMEX Refinación		1	2					
PEMEX Gas y Petroquímica Básica			3					
PEMEX Transformación Industrial		1	1					
PEMEX Exploración y Producción	PEMEX Perforación y Servicios	1	2			1	1	
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	PEMEX Transformación Industrial							1
PEMEX Refinación								1
PEMEX Petroquímica								2
Total		213	73	7	1	5	5	5

FUENTE: Elaborado por la ASF; con base en Actas de transferencia, consultadas en <http://www.pemex.com/> en noviembre 2018.

* Incluye recursos materiales y humanos

** Incluye obras en construcción y bienes inmuebles y muebles.

Conforme el cuadro anterior, la mayor cantidad de actas se registró por bienes inmuebles acumulando un total de 213, mientras que sólo hubo una transferencia de proyecto registrada. PEMEX Logística fue la empresa destino con un mayor registro, sumando 116 actas, de las cuales

89 son por el concepto de inmuebles, 84 de estas pertenecieron a PEMEX Gas y Petroquímica Básica, que fue el organismo subsidiario origen con mayor registro de transferencias.

El traspaso de Funciones y recursos, así como de Derechos y obligaciones, sólo se registró para Logística y Perforación y Servicios, mientras que Transformación Industrial sólo realizó una relación de bienes donde incluyó obras en construcción, bienes inmuebles y muebles para amparar los recursos que recibió.

Lo anterior muestra un avance en la transferencia de recursos, pero sobresale la ausencia de las Actas de transferencia de Funciones y Recursos, así como las de Derechos y Obligaciones de PEMEX Corporativo y de las EPS Transformación Industrial, Exploración y Producción, Etileno, Fertilizantes y Cogeneración y Servicios; no obstante, destaca la falta de Actas correspondientes a la Cogeneración y Servicios. Asimismo, no fue posible identificar el número de insumos que fueron transferidos en cada acta, por ello, se revisó la información publicada en las páginas de internet de las EPS obteniendo la información sobre su infraestructura siguiente.

INFRAESTRUCTURA DE LAS EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS DE PEMEX

Empresa Productiva	Infraestructura con la que cuenta
PEMEX Logística	✓ 30 mil kilómetros de ductos. ✓ 56 estaciones de bombeo y compresión. ✓ 16 terminales marítimas. ✓ 17 buques tanques. ✓ 10 terminales de gas licuado. ✓ 74 terminales de almacenamiento y reparto. ✓ 1,485 autos tanque. ✓ 520 carros tanque. ✓ Infraestructura de terceros (no se aclara que tipo de infraestructura)
PEMEX Exploración y Producción.	✓ 30 mil pozos. ✓ 300 plataformas. ✓ 4 activos de exploración. ✓ 15 activos de producción. ✓ Instalaciones de producción y proceso (no se aclara de qué tipo)
PEMEX Perforación y Servicios	✓ Terrestres: 56 equipos de perforación y 32 equipos de reparación. ✓ Marinos: 19 equipos de perforación. ✓ Servicios a pozos: 178 unidades. ✓ Centros de Captación de Desarrollo Técnico: 3 pozos escuela.
PEMEX Transformación Industrial	✓ 6 refinerías. ✓ 9 centros procesadores de gas. ✓ 2 complejos petroquímicos.
PEMEX Cogeneración y Servicios.	✓ 7 proyectos: 4 en las refinerías Tula, Salina Cruz, Salamanca, Cadereyta; 2 en los Complejos procesadores de Gas Nuevo México y Cactus, y 1 en relacionados con las estaciones de regulación y medición de ductos de gas natural.
PEMEX Etileno	✓ En el caso de esta EPS tiene el objetivo de participar en los distintos complejos de PEMEX, actualmente participa en las instalaciones de Morelos, la Cangrejera y Pajaritos con los siguientes porcentajes: Morelos: el 100.0% de la producción de polietileno, óxido de etileno, y mezcla de glicoles; Cangrejera: el 60.0% de la producción de polietileno, óxido de etileno y mezcla de glicoles, y Terminal refrigeradora Pajaritos: el 5.0% de almacenamiento.
PEMEX Fertilizantes	✓ Cuenta con tres unidades de negocios: • Fertinal, el principal productor de fertilizante fosfatado en Latinoamérica, con una planta en Lázaro Cárdenas, Mich. y una mina en Baja California Sur. • ProAgro, con una planta de urea en Pajaritos, Veracruz. • Cosoleacaque, Veracruz., único productor de amoníaco en el país, con cuatro plantas. ✓ También cuenta con activos logísticos que generan capacidad de transporte, almacenaje y acceso a puertos. Entre ellos destaca el amonioducto que transita de Cosoleacaque hasta Salina Cruz.

FUENTE: Elaborado por la ASF; con base en Actas de transferencia, consultadas en <http://www.pemex.com/> en noviembre 2018.

Es importante resaltar que en estas transferencias no se considera lo que se le proporcionó al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), y es que antes de la reforma energética, PEMEX fue el principal operador de ductos para la recolección, extracción y traslado del petróleo crudo y gas proveniente de pozos de extracción, sin embargo, para 2015 se consolida el Sistema Nacional de Gasoductos, al mismo tiempo de que se crea el CENAGAS, el cual tiene la responsabilidad de administrar el Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), por lo que PEMEX tuvo que ceder los ductos de almacenamiento y transporte de este producto y eso significó una pérdida en sus activos.

Si bien la información publicada por las EPS señala la infraestructura con la que cuentan, en ella no se puede ver lo referente a la separación financiera de la que fueron objeto, por lo tanto, la evaluación de este aspecto se hará a nivel corporativo y esto se verá en el resultado relacionado con el desempeño financiero de PEMEX, el cual se presenta en al final de este apartado.

Se concluye que la consolidación de las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) fue la respuesta a la reorganización operativa y financiera de PEMEX, y que se realizó conforme lo establecen sus decretos de creación, únicamente se identificó el número de actas de transferencia, más no la relación de los bienes que se traspasaron, así que lo referente a la infraestructura con la que cuenta cada una de las EPS, se consultó de lo reportado en su página de internet, cabe señalar que no se identificó lo relacionado con la información financiera por lo que en el último apartado del presente resultado se revisará lo relacionado con el desempeño financiero del corporativo de PEMEX.

Como se puede observar, PEMEX, ya consolidada como EPE, tiene la responsabilidad de incrementar la producción de hidrocarburos para cubrir la demanda de la sociedad, lo anterior lo tiene que hacer con la infraestructura que contaba hasta antes de la reforma y en aquella en la que pueda invertir, además debe de considerar los costos de producción que implica su nueva figura, por lo que el análisis del desempeño financiero y el apropiado gobierno corporativo es trascendente para saber cómo estamos en este sector tan importante para el desarrollo de la sociedad.

No obstante, en las auditorías de desempeño: 484-DE "Producción de Gas Natural"; 507-DE "Procesamiento de Gas", y 492-DE "Producción, Distribución y Comercialización de Amoniaco, Fertilizantes y sus Derivados", realizadas con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2017, la ASF determinó que no existe una real separación operativa y financiera entre las empresas productivas subsidiarias y el corporativo de PEMEX, debido a que se carece de una normativa que establezca los términos de dicha separación, a efecto de mejorar la eficacia, eficiencia, la economía, la transparencia, la rendición de cuentas y la toma de decisiones para las empresas subsidiarias.

2.3.2. Gobernanza en PEMEX y CENAGAS

Uno de los elementos derivados de la reforma energética y de la reorganización de PEMEX corresponde al Gobierno Corporativo. Al respecto, se debe señalar que en 2004, la OCDE ^{93/} publicó los principios de gobierno corporativo, con la finalidad de contar con elementos para evaluar y perfeccionar el marco institucional vinculado con el gobierno corporativo y, con ello, mejorar la operación de las empresas públicas y privadas^{94/}; asimismo, en 2015, se establecieron las directrices, con el propósito de profesionalizar al Estado como propietario de empresas productivas; hacer que las empresas públicas funcionen con eficacia, transparencia y responsabilidad similar a las empresas privadas que aplican buenas prácticas, y asegurar que la competencia se desarrolle en igualdad de condiciones.^{95/}

El gobierno corporativo se refiere a los medios internos por los cuales las empresas son operadas y controladas, con la finalidad de establecer los objetivos y procedimientos con los cuales se favorecerá el funcionamiento organizacional de las entidades; además, asegura que su contribución resulte decisiva para garantizar la eficiencia económica y la competitividad.^{96/} Asimismo, proporciona la estructura para definir, implementar y monitorear las metas y objetivos de la empresa para asegurar la transparencia y la rendición de cuentas.^{97/}

Los principios y las directrices de la OCDE en materia de gobierno corporativo se muestran en el cuadro siguiente:

^{93/} La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) constituye un foro excepcional, en el que los gobiernos de 34 países, incluyendo México, trabajan conjuntamente con la finalidad de hacer frente a los desafíos económicos, sociales y medioambientales. La OCDE dirige, comprende y ayuda a las instituciones a instaurar los medios para resolver problemas, identificar buenas prácticas y trabajar en coordinación de las políticas nacionales e internacionales, así como en la instauración del gobierno corporativo.

^{94/} OCDE, 2004, “Principios de Gobierno Corporativo de la OCDE”. Francia, p.11.

^{95/} OCDE, 2015, “Directrices de la OCDE sobre el Gobierno Corporativo de las Empresas Públicas”. Paris, p. 11.

^{96/} OCDE, 2016, “Directrices de la OCDE sobre el Gobierno Corporativo de las Empresas Públicas”. Paris, p. 3.

^{97/} World Bank Group, 2014, “Corporate Governance of State-Owned Enterprises”. Estados Unidos, 2014.

PRINCIPIOS Y DIRECTRICES DE LA OCDE SOBRE GOBIERNO CORPORATIVO

Principios	Directrices
I) Garantizar la base de un marco eficaz para el gobierno corporativo	I) Razones que justifican la propiedad pública
Promover la transparencia y eficacia de los mercados.	Difundir, supervisar y evaluar los objetivos que justifican la empresa, con la finalidad de maximizar el bienestar de la ciudadanía, por medio de la eficiente asignación de recursos, así como implementar procedimientos oportunos de rendición de cuentas.
II) Derechos de los accionistas y funciones clave en el ámbito de la propiedad	II) El papel del Estado como propietario
Amparar y facilitar el ejercicio de los derechos de los accionistas.	Contar con transparencia en la gobernanza de las empresas públicas, así como con procedimientos de nombramiento de los miembros de los Consejos de Administración; definir mandatos y objetivos generales, incluidos los financieros; instaurar mecanismos de información que hagan posible el seguimiento, la fiscalización y la evaluación del desempeño, y elaborar políticas de divulgación.
III) Tratamiento equitativo de los accionistas	III) Las empresas públicas en el mercado
Garantizar el trato equitativo de los accionistas.	Garantizar la igualdad de condiciones y la competencia en los mercados en los que desarrolla su actividad, asegurar que las empresas públicas no obtengan beneficio de los apoyos financieros que les otorguen ventaja frente a sus competidores privados y fomentar la generación de una rentabilidad similar a la obtenida por las empresas privadas.
IV) El papel de las partes interesadas en el gobierno corporativo	IV) Tratamiento equitativo de los accionistas y otros inversores
Reconocer los derechos de las partes interesadas y fomentar la cooperación entre sociedades y dichas partes.	Reconocer los derechos de todos los accionistas y garantizar un trato equitativo, así como el acceso igualitario de la información corporativa y aplicar los Principios de Gobierno Corporativo de la OCDE.
V) Revelación de datos y transparencia	V) Relaciones con actores interesados y responsabilidad empresarial
Garantizar la revelación oportuna y precisa de todas las cuestiones materiales relativas a la sociedad, incluida la situación financiera, los resultados, la titularidad y la gobernanza de la empresa.	Adoptar, aplicar, supervisar y difundir los métodos de control interno, códigos éticos y medidas o programas de cumplimiento, incluidos los que contribuyeron a prevenir el fraude y la corrupción.
VI) Las responsabilidades del consejo	VI) Divulgación y transparencia
Garantizar la orientación estratégica de la empresa, el control efectivo de la dirección ejecutiva por parte del Consejo y su responsabilidad frente a la empresa y los accionistas.	Difundir la información financiera y no financiera relevante con base en las normas de alta calidad reconocidas internacionalmente sobre difusión de información empresarial, por lo que las actividades realizadas comprenderán los aspectos siguientes: 1) objetivos de la empresa y su cumplimiento; 2) resultados financieros y de explotación de la empresa; 3) estructura, propiedad y voto de la empresa; 4) remuneraciones de los miembros del Consejo de Administración y el procedimiento de nombramiento, y 5) estados financieros anuales sometidos a una auditoría externa.
	VII) Las obligaciones de los Consejos de Administración de las empresas públicas
	Contar con la suficiente autoridad, competencia y objetividad para que el Consejo de Administración realice sus funciones, así como actuar con integridad y aplicar mecanismos para evitar los conflictos de intereses.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en los Principios y las Directrices de la OCDE sobre Gobierno Corporativo, 2015.

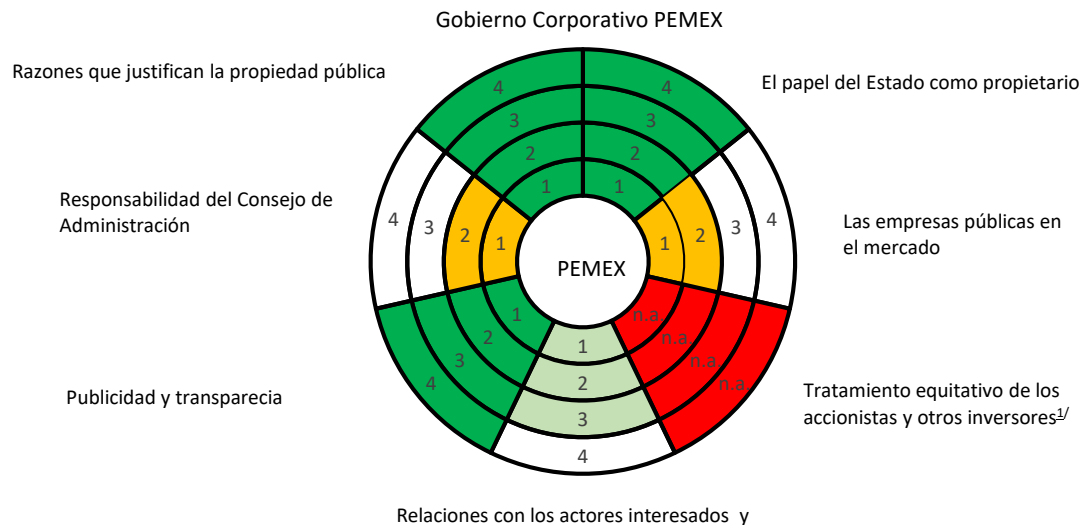
Con base en lo anterior y derivado de la reforma constitucional en materia energética y con la promulgación de nuevas leyes que modernizan y dan paso a nuevas formas de operación e inversión en la cadena de valor de los hidrocarburos, PEMEX modificó su estructura organizacional y operativa para constituirse como una EPE; además, realizó transformaciones fiscales y diseñó actividades de acuerdo con las variables del mercado petrolero nacional e internacional.^{98/}

^{98/} PEMEX, 2015, “Gobierno Corporativo”, portal electrónico disponible en: <http://www.pemex.com>

Para verificar si PEMEX contó con una organización y estructura corporativa, acorde con las mejores prácticas internacionales; la ASF revisó los apartados siguientes: a) alineación con las directrices de la OCDE; b) diseño del Plan de Negocios, y c) Estructura de Gobierno Corporativo.

a) Alineación con las directrices de la OCDE

Para evaluar la alineación de PEMEX con las directrices de la OCDE en materia de gobierno corporativo, se utilizó la clasificación siguiente: a) no implementado, se refiere a la ausencia total de acciones; b) en formación, se utilizará para clasificar las acciones en las que al menos existe un proyecto para la implementación de acciones; c) en desarrollo, acciones implementadas, aunque, no necesariamente se disponga de resultados, y d) optimizado, describe acciones implementadas y reporta resultados, lo anterior no implica por sí mismo la calidad de dichos resultados.



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por Petróleos Mexicanos mediante los oficios núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0693/2018, 0729, 0804 0746 y 0819 del 11, 12, 18, 25 y 26 de septiembre de 2018, respectivamente.

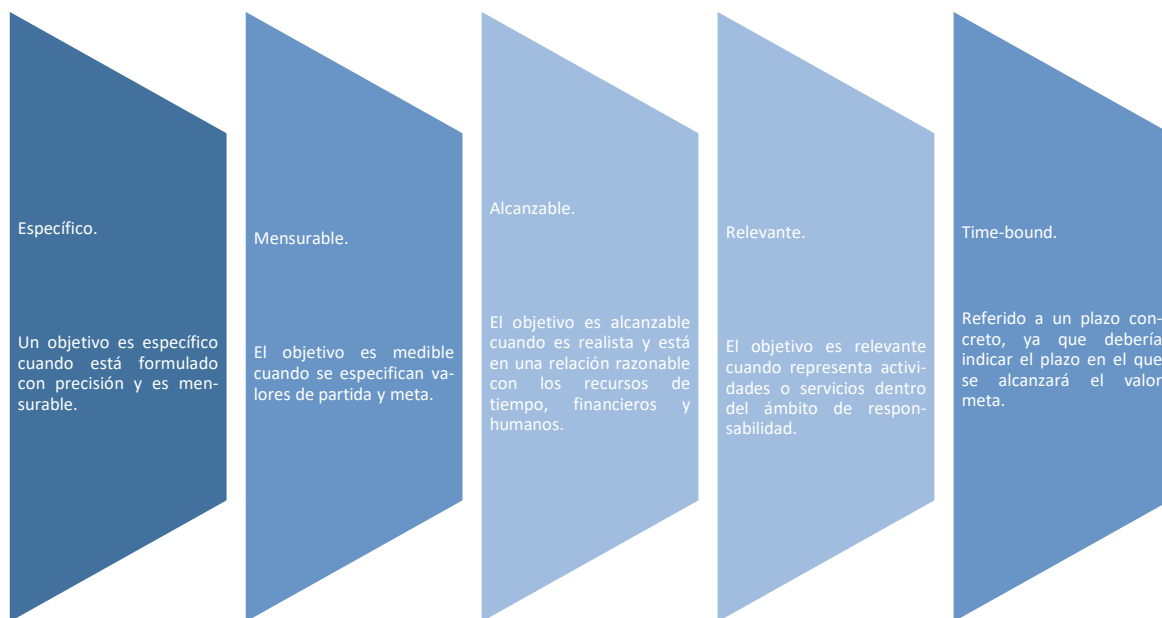
1/ PEMEX es una empresa productiva del Estado, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios y goza de autonomía técnica, operativa y de gestión, por lo que no cuenta con capital social y, por consiguiente, no tiene accionistas.

n.a. No aplica
 No implementado
 En formación
 En desarrollo
 Optimizado

b) Objetivos del Plan de Negocios de PEMEX

En este apartado se analizan los objetivos establecidos en el Plan de Negocios de PEMEX, por lo que se evaluó que éstos cumplieran con los criterios *SMART* definidos por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), en los Estándares de Calidad para la Evaluación del

Desarrollo. En los cinco criterios *SMART* (por sus siglas en inglés) son considerados las principales pautas de calidad para medir los objetivos por la OCDE. Las características de cada uno de ellos se precisan a continuación:



El análisis del diseño de los objetivos contenidos en el Plan de Negocios de PEMEX, se muestra en el cuadro siguiente:

DISEÑO DE LOS OBJETIVOS CONTENIDOS EN EL PLAN DE NEGOCIOS DE PEMEX, 2017								
Criterio	Contenido del Plan de Negocios							
Los objetivos, de negocio de la empresa.	Objetivos							
	Objetivos	Criterios SMART					Suficiente	
		Específico	Mensurable	Alcanzable	Relevante	Plazo concreto	Sí	No
	PEMEX Exploración y Producción: reemplazar la caída de la producción de Cantarell, estabilizar la producción y eventualmente incrementar la plataforma de manera rentable, segura y sustentable.	•	x	•	•	x		x
	PEMEX Perforación y Servicios: transitar de ser una compañía de perforación y servicios para PEMEX Exploración y Producción a una compañía capaz de competir en el mercado por contratos de otras compañías.	•	x	x	•	x		x
	PEMEX Transformación Industrial: revertir las pérdidas económicas y operativas de cerca de 100 mil millones de pesos.	•	x	x		x		x
	PEMEX Logística: transformarse en una empresa de logística competitiva.	•	x	x		x		x
	PEMEX Etileno: mejorar la confiabilidad operativa y asegurar el suministro de materia prima.	•	x	•	•	x		x

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en el Plan de Negocios de PEMEX, 2017-2021.

Con base en lo anterior, se constató que PEMEX ha sido específico, respecto de la elaboración de sus objetivos por EPS, ya que fue claro, en lo que quiso alcanzar; no obstante, en los cuatro criterios mensurable, alcanzable, relevante y concreto, no fue preciso, ya que los objetivos quedaron inconclusos y en la mayoría de ellos no se detectaron los elementos necesarios para cumplir con criterios SMART.

c) Estructura de Gobierno Corporativo

Con la finalidad de evaluar el avance de PEMEX en el establecimiento del gobierno corporativo, se realizó el análisis siguiente:

ACTIVIDADES REALIZADAS POR PETRÓLEOS MEXICANOS, EN MATERIA DE GOBIERNO CORPORATIVO

ACTIVIDADES RECOMENDADAS POR PETRÓLEOS MEXICANOS, EN MATERIA DE GOBIERNO CORPORATIVO						
Mandato	Normativa	Evaluación				Comentarios
Estructura del gobierno corporativo						
Ley de Petróleos Mexicanos						
Art. 12	La dirección y administración estará a cargo de un Consejo de Administración y un Director General.					La dirección y administración de PEMEX estuvieron a cargo del Consejo de Administración y del Director General.
Art. 15	La integración del Consejo de Administración, estará a cargo de 10 consejeros.					La integración del Consejo de Administración de PEMEX, estuvo a cargo de 10 consejeros.
Art. 40	El Consejo de Administración contará con los siguientes comités: 1) auditoría, 2) recursos humanos y remuneraciones, 3) estrategia e inversiones y, 4) adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios.					El Consejo de Administración de PEMEX determinó la integración de los Comités siguientes: • Comité de Auditoría. • Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones. • Comité de Estrategia e Inversiones. • Comité de Adquisiciones, Arrendamiento, Obras y Servicios.
Art. 70	Las empresas productivas subsidiarias y filiales deberán alinear sus actividades al Plan de Negocios de PEMEX, conducirán sus operaciones con base en la planeación y visión estratégica y mejores prácticas de gobierno corporativo que al efecto apruebe el Consejo de Administración, mismos que emitirá los lineamientos relativos a su alineación corporativa, evaluación y las políticas para que PEMEX otorgue garantías a su favor.					Las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) y filiales, alinearon sus actividades con el Plan de Negocios de PEMEX, ya que en dicho plan se mencionan los escenarios, el contexto, los retos y las oportunidades de cada una de las EPS; además, acreditó los documentos aprobados por el Consejo de Administración, los cuales son considerados como una mejor práctica de gobierno corporativo, ya que se constató que en el periodo 2014-2018 se realizaron sesiones extraordinarias por el Consejo de Administración, por lo que se confirmó que emitió los lineamientos relativos a su alineación corporativa.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por Petróleos Mexicanos mediante los oficios núms. CA/COMAUD/AI/GEIR/0693/2018, CA/COMAUD/AI/GEIR/0729/2018, CA/COMAUD/AI/GEIR/0804/2018, CA/COMAUD/AI/GEIR/0746/2018 y CA/COMAUD/AI/GEIR/0819/2018 del 11, 12, 18, 25 y 26 de septiembre de 2018, respectivamente.



No implementado
 En formación
 En desarrollo
 Optimizado

Con el análisis de la información proporcionada, se determinó que PEMEX realizó actividades enfocadas a la instauración del gobierno corporativo, debido a que la dirección y administración están a cargo de un Director General y del Consejo de Administración, el cual se integró por 10 consejeros; además, determinó la integración de cuatro comités: 1) auditoría, 2) recursos humanos y remuneraciones, 3) estrategia e inversiones y, 4) adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios.

Asimismo, se identificó que las EPS y filiales, se alinearon a las actividades del Plan de Negocios de PEMEX, ya que en dicho plan se establecieron los escenarios, el contexto, los retos y las oportunidades de cada una de las EPS; asimismo, se constató que en el periodo 2014-2018 se realizaron sesiones extraordinarias por el Consejo de Administración, por lo que se confirmó que emitió los lineamientos relativos a su alineación corporativa. Es importante señalar que las EPS, a 2017 no contaron con un Plan de Negocios Especifico para cada una de ellas.

En conclusión, derivado de la reforma constitucional en materia energética y con la promulgación de nuevas leyes que modernizan y dan paso a nuevas formas de operación e inversión en la cadena de valor de los hidrocarburos, PEMEX modificó su estructura organizacional y operativa para constituirse como una EPE; además, realizó transformaciones fiscales y diseñó actividades de acuerdo con las variables del mercado petrolero nacional e internacional. Asimismo, se verificó que PEMEX se alineó en 71.4% a las mejores prácticas internacionales de la OCDE referentes a empresas paraestatales, ya que, de las siete directrices, tres reportan resultados, 2 en formación, una en desarrollo y una no aplica.

d) Estructura de Gobierno Corporativo en CENAGAS

Con base en los lineamientos de la OCDE, analizados en el apartado anterior, ^{99/} y como resultado de la reforma constitucional en materia energética y con la promulgación de leyes que modernizan y dan paso a nuevas formas de operación e inversión en la cadena de valor de los hidrocarburos, el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) es un Organismo Descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado de la Secretaría de Energía (SENER); además, es gestor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) y Transportista de Gas Natural, operando y manteniendo sus propios ductos, por lo que busca que sus acciones se orienten a resultados eficientes y que cuente con mecanismos de evaluación que permitan mejorar su desempeño; además, uno de sus propósitos del Centro es garantizar el acceso a la información y a la protección de datos personales, fomentando la rendición de cuentas. ^{100/}

Como parte de la evaluación del Organismo Público Descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la SENER, la ASF con un enfoque constructivo y propositivo dado que CENAGAS no tiene la obligación de implementar un Gobierno Corporativo, se decidió evaluar su capacidad para la implementación de este tipo de sistemas dado que en la practica el Centro funciona en un nivel similar al de una empresa productiva del Estado.

Para verificar si el CENAGAS contó con una organización y estructura corporativa, acorde con las mejores prácticas internacionales; alineó sus operaciones con base en la planeación y visión

^{99/} Principios: I) Garantizar la base de un marco eficaz para el gobierno corporativo; II) Derechos de los accionistas y funciones clave en el ámbito de la propiedad; III) Tratamiento equitativo de los accionistas; IV) El papel de las partes interesadas en el gobierno corporativo; V) Revelación de datos y transparencia, y VI) Las responsabilidades del consejo.

Directrices: I) Razones que justifican la propiedad pública; II) El papel del Estado como propietario; III) Las empresas públicas en el mercado; IV) Tratamiento equitativo de los accionistas y otros inversores; V) Relaciones con actores interesados y responsabilidad empresarial; VI) Divulgación y transparencia, y VII) Las obligaciones de los Consejos de Administración de las empresas públicas.

^{100/} CENAGAS, 2017, “Catálogo de disposición documental”, p. 3.

estratégica y ejerció sus funciones bajo los principios de eficiencia, transparencia y objetividad, se analizó la organización y estructura corporativa del CENAGAS conforme a las buenas prácticas.

Con la finalidad de verificar que el CENAGAS se alineó con las mejores prácticas internacionales en materia de hidrocarburos en el sector energético relacionado con el gas natural, se realizó el análisis siguiente:

MATRIZ PARA EVALUAR LA GOBERNANZA DEL CENAGAS, EN MATERIA DE GOBIERNO CORPORATIVO, 2017

Directrices de la OCDE	
I) Razones que justifican la propiedad pública	
	Se verificó que el CENAGAS, contó con el Manual General de Organización, en el cual se establecieron la misión, visión, objetivos y funciones específicas; así como las atribuciones que justifican a la empresa como gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), con la finalidad de garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios de ese sistema para contribuir con la continuidad del suministro de dicho energético a nivel nacional; asimismo, recibió denuncias por incumplimiento de las obligaciones de los servidores públicos, además del seguimiento de las observaciones determinadas en las auditorías; asimismo, coadyuvó al funcionamiento del sistema de control interno y la evaluación de la gestión gubernamental; vigiló el cumplimiento de las normas y la evaluación de la gestión gubernativa. Además, contó con el Comité de Transparencia para la atención de las solicitudes de información y datos personales, así como la Dirección Ejecutiva Adjunta de Seguridad, la cual instruyó y aplicó las estrategias para la rendición de cuentas, con la finalidad de maximizar el bienestar de la ciudadanía.
II) El papel del Estado como propietario	
	Derivado de la implementación de la Reforma Energética en 2013, México se encuentra en un proceso de transformación del sector energético, orientado hacia nuevas fronteras de desarrollo económico y tecnológico, lo cual ha generado logros significativos en el mercado nacional de gas natural, por lo que el CENAGAS como organismo público descentralizado, ha avanzado en la modernización del sector energético del país, ya que con su creación el 28 de agosto de 2014, por Decreto Presidencial, respondió a las necesidades del desarrollo sostenible, así como a las condiciones de los mercados internacionales del sector energético, ya que como gestor y administrador del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, así como operador de los Sistemas Nacional de Gasoductos y Naco Hermosillo, es fundamental para la industrialización del país. Además, se constató que el CENAGAS está dirigido y administrado por un Consejo de Administración y un Director General. El CENAGAS, en su carácter de Gestor Técnico del SISTRANGAS, es el encargado de realizar licitaciones, mencionadas en el Plan Quinquenal de Expansión; asimismo, se verificó que, en su portal aplicativo, instauró mecanismos de información que hicieran posible el seguimiento, la fiscalización y la evaluación del desempeño, así como la elaboración de políticas de divulgación. No obstante, no se verificó que utilizará actas en las que los integrantes del Consejo de Administración no presentaran conflicto de intereses que interfirieran con el debido y correcto desempeño de sus funciones desde su instalación hasta el 2017.
III) Las empresas públicas en el mercado	
	En el documento Prospectiva de Gas Natural 2017-2031, se establece que el CENAGAS actúa como gestor técnico en materia de gas natural, siendo un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la SENER y opera con dos roles, en el primero actuando como Gestor del SISTRANGAS, en el segundo como transportista de gas natural, operando y manteniendo ductos propios. El CENAGAS debe llevar a cabo Temporadas Abiertas para asignar la capacidad de transporte disponible en el sistema bajo los principios de acceso abierto y trato no indebidamente discriminatorio, a fin de aumentar la competencia en el mercado y la cantidad de usuarios del transporte de gas natural mediante ductos. Por lo que se desarrolla un mercado líquido, a fin de salvaguardar los intereses y seguridad nacionales, incluyendo los de seguridad energética, la sustentabilidad, la continuidad del suministro y la diversificación del mercado. Así, garantiza la igualdad de condiciones y la competencia en los mercados en los que desarrolla su actividad; no obstante, no se identificó que el CENAGAS no obtuviera beneficio de los apoyos financieros que le otorgue ventaja frente a sus competidores privados ni que fomentara la generación de una rentabilidad similar a la obtenida por las empresas privadas.

MATRIZ PARA EVALUAR LA GOBERNANZA DEL CENAGAS, EN MATERIA DE GOBIERNO CORPORATIVO, 2017

Directrices de la OCDE	
IV) Tratamiento equitativo de los accionistas y otros inversores	
n.a.	CENAGAS, en términos de la Ley de Hidrocarburos, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, establece que es el gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural y tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en ese sistema para contribuir con la continuidad del suministro de dicho energético en territorio nacional, por lo que no cuenta con capital social y, por consiguiente, no tiene accionistas.
V) Relaciones con actores interesados y responsabilidad empresarial	
	CENAGAS, contó con un código de conducta que incluye principios y valores que rigen la actuación de quienes lo conforman; además, estableció un mecanismo de coordinación y comunicación para la atención, asesoría y canalización de quejas y denuncias sobre posibles infracciones que contravengan los principios, directrices, valores o comportamientos establecidos en los Códigos de Ética o Conducta, e implementó acciones de mitigación y los principales riesgos a los que se enfrenta; no obstante, no se identificó que el CENAGAS supervisara dichos métodos de control; no obstante, no se identificó un código de ética que supervisará y difundiera los métodos de control interno, con la finalidad de prevenir el fraude.
VI) Divulgación y transparencia	
	Se verificó que, CENAGAS difundió la información financiera y no financiera; además de la documentación empresarial referente a la situación y perspectiva financiera. Asimismo, difundió información referente a los apartados siguientes: 1) objetivos de la empresa y su cumplimiento; 2) resultados financieros; 3) estructura, propiedad y voto de la empresa; 4) miembros del Consejo de Administración, y 5) estados financieros anuales sometidos a una auditoría externa.
VII) Las obligaciones de los Consejos de Administración de las empresas públicas	
	CENAGAS, contó con una misión, visión, metas y objetivos institucionales; además, el Consejo de Administración cumplió con sus funciones, ya que aprobó la estructura básica del CENAGAS, asimismo, aprobó el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional integrado de Gas Natural, No obstante, no se acreditó que los Consejeros actuaron con imparcialidad, y en beneficio y el mejor interés de CENAGAS; asimismo, no se verificó que dicho Consejo elaborara propuestas, formulara recomendaciones y emitiera opiniones en materia de auditoría, evaluación y desempeño financiero y operativo, así como la revisión de los informes financieros del CENAGAS, ni que el Comité de Auditoría comunicará al Consejo las diferencias de opinión o criterio entre la administración del CENAGAS y el Comité.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, por medio de la página <https://www.gob.mx/cenagas>

	No implementado
	En formación
	En desarrollo
	Optimizado
n.a.	No aplica

Con base en lo anterior, se verificó que el CENAGAS se alineó en 33.3% con las mejores prácticas internacionales en materia de hidrocarburos, ya que, de las 6 directrices, 2 están en nivel optimizado, 4 (66.7%) se encuentran en formación y una no es aplicable para dicho análisis.

El CENAGAS se alineó con la directriz relacionada con las “Razones que justifican la propiedad pública”, ya que implementó mecanismos que le permitieron maximizar el bienestar de la ciudadanía, por medio del Manual General de Organización, en el cual se establecieron la misión, visión, objetivos y funciones específicas, así como las atribuciones que justifican a la empresa como gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), con la finalidad de garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios de ese sistema para contribuir con la continuidad del suministro de dicho energético en el ámbito nacional; asimismo, recibió denuncias por incumplimiento de las obligaciones de los servidores públicos, además del seguimiento de las observaciones determinadas

en las auditorías; asimismo, coadyuvó al funcionamiento del sistema de control interno y la evaluación de la gestión gubernamental; vigiló el cumplimiento de las normas y la evaluación de la gestión gubernativa.

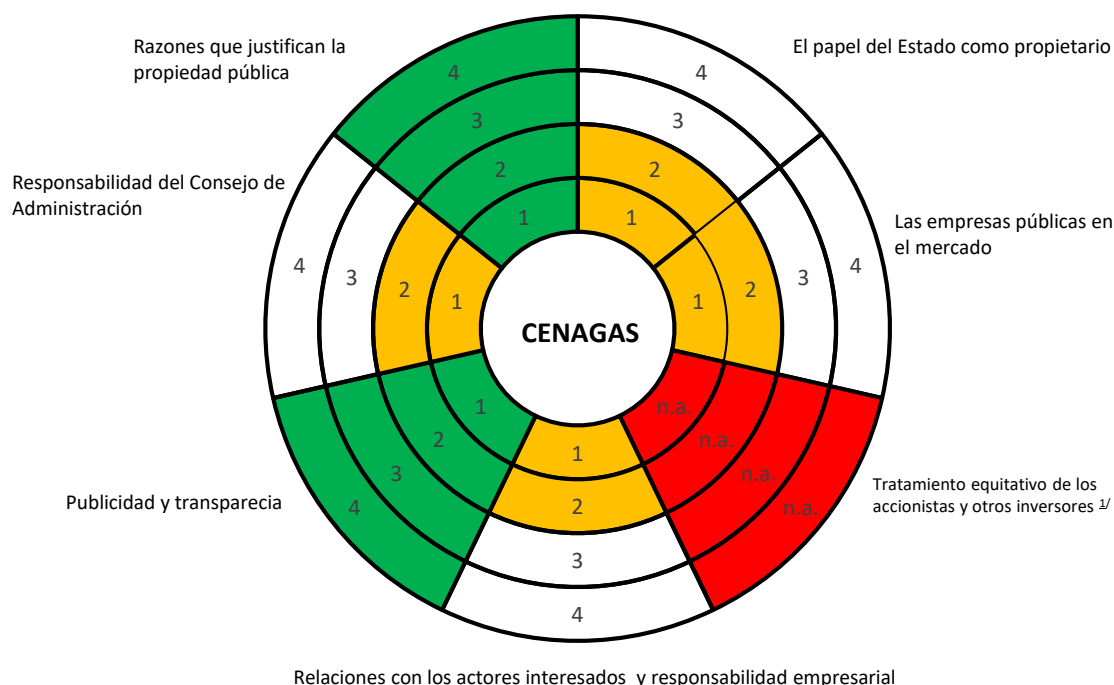
Además, se alineó con la directriz "Divulgación y transparencia", debido a que difundió la información financiera y no financiera, así como la documentación empresarial referente a la situación y perspectiva financiera.

Asimismo, difundió información referente a los apartados siguientes: 1) objetivos de la empresa y su cumplimiento; 2) resultados financieros; 3) estructura, propiedad y voto de la empresa; 4) miembros del Consejo de Administración, y 5) estados financieros anuales sometidos a una auditoría externa.

Relacionado con las directrices referentes al "Papel del Estado como propietario", las "Empresas públicas en el mercado", las "Relaciones con actores interesados y responsabilidad empresarial" y las "Obligaciones de los Consejos de Administración de las empresas públicas", se determinó que se encuentran en formación, ya que, si bien, cuentan con acciones que se alinean, el CENAGAS cuenta con deficiencias en la implementación de la utilización de actas en las que los integrantes del Consejo de Administración no presentaran conflicto de intereses que interfirieran con el debido y correcto desempeño de sus funciones desde su instalación hasta el 2017; además, no se verificó que obtuviera beneficio de los apoyos financieros que le otorgue ventaja frente a sus competidores privados, ni que fomentara la generación de una rentabilidad similar a la obtenida por las empresas privadas; asimismo, no se identificó un código de ética que supervisará y difundiera los métodos de control interno, con la finalidad de prevenir el fraude y finalmente no verificó que dicho Consejo elaborara propuestas, formulara recomendaciones y emitiera opiniones en materia de auditoría, evaluación y desempeño financiero y operativo, así como la revisión de los informes financieros del CENAGAS, ni que el Comité de Auditoría comunicará al Consejo las diferencias de opinión o criterio entre la administración del CENAGAS y el Comité.

Con la finalidad de visualizar los avances del CENAGAS en la alineación de los principios y las directrices de la OCDE en materia de gobierno corporativo, la ASF elaboró el radar siguiente:

RADAR DE LA IMPLEMENTACIÓN DE PRÁCTICAS DE GOBIERNO CORPORATIVO DEL CENAGAS,
 2017



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, por medio de la página <https://www.gob.mx/cenagas>
 1/ El CENAGAS es el gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural y tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en ese sistema para contribuir con la continuidad del suministro de dicho energético en territorio nacional, por lo que no cuenta con capital social y, por consiguiente, no tiene accionistas.

n.a.
 No aplica
 No implementado
 En formación
 En desarrollo
 Optimizado

2.3.3 Infraestructura

Para abordar los resultados de este apartado se analizarán los aspectos siguientes: a) crecimiento de la infraestructura de hidrocarburos, y b) evolución y expansión de la capacidad de gasoductos.

a) Crecimiento de la infraestructura de hidrocarburos

Una de las problemáticas a las que se enfrenta el sector de hidrocarburos es que no cuenta con la infraestructura suficiente para el almacenamiento y distribución de dichos productos, debido a lo anterior tampoco se cuenta con la garantía de mantener la producción que demanda la sociedad, por lo que se recurre a las importaciones y al encarecimiento de los mismos.

Considerando lo anterior, PEMEX a lo largo de su historia ha operado con refinerías; complejos procesadores de gas y petroquímicos; ductos de transporte para éstos últimos; con instalaciones de almacenamiento, y con equipos de transporte. Todos éstos bienes conforman la infraestructura con la que cuenta para participar en la cadena de valor del sector y como consecuencia debe de ser la que le permita cumplir con una de las metas señaladas en la política de hidrocarburos y que se refiere al incremento de la producción, cubrir la demanda de la sociedad y mejorar los precios para el consumidor final.

La infraestructura con la que cuenta la EPE para actividades relacionadas al sector de hidrocarburos ha variado durante el periodo 2013-2017, presentando en términos generales una disminución considerable, el caso más significativo se puede observar en los pozos productores promedio en operación, ya que han decrecido en 1,371 (14.6%) unidades, al pasar de 9,379 a 8,000, esta situación se puede explicar por la apertura del sector a los particulares, ya que muchos de los pozos con los que operaba PEMEX ahora están siendo manejados por los nuevos participantes.

Un caso similar ocurre con los ductos y con los campos de producción, ya que de los 454 con los que contaba PEMEX en 2013 a 2017 sólo se tenían 392, lo que significa una disminución del 13.7% (62 campos). En el caso de las terminales de distribución de gas licuado se presenta una mengua del 47.4% (9 terminales), mientras que los complejos petroquímicos cayeron en 37.5% al pasar de 8 en el primer año a 5 en el último. De lo anterior podemos asumir que se debe a que ahora la empresa productiva del Estado no es la única que participa, sin embargo, no queda claro cómo es que ha perdido infraestructura. A continuación, se presenta la disminución de los bienes de PEMEX.

INFRAESTRUCTURA PETROLERA, 2013-2017

Infraestructura	2013	2014	2015	2016	2017	Variación absoluta	Variación %
Pozos productores promedio en operación	9,379	9,077	8,826	8,750	8,008	(1,371)	(14.6)
Autos tanque	1,360	1360	1484	1,485	1,485	125	9.2
Campos de producción	454	448	434	405	392	(62)	(13.7)
Plataformas marinas	254	258	259	256	255	1	0.4
Terminales de almacenamiento y despacho de productos petrolíferos	77	77	77	74	74	(3)	(3.9)
Buques tanque	21	21	17	16	16	(5)	(23.8)
Terminales de distribución de gas licuado	19	19	20	10	10	(9)	(47.4)
Complejos procesadores de gas	11	11	9	9	9	(2)	(18.2)
Complejos petroquímicos	8	7	7	5	5	(3)	(37.5)
Refinerías	6	6	6	6	6	0	0.0
Ductos en PEMEX Logística (km) ^{1/}	n.a.	n.a.	n.d.	19,277	20,096	819	4.2
Carros tanque	n.d.	n.d.	511	511	520	9	1.8
Unidades de servicio a pozos	n.d.	n.d.	n.d.	193	125	(68)	(35.2)
Equipos de perforación y reparación de pozos	n.d.	n.d.	n.d.	133	83	(50)	(37.6)
Residencias de operaciones y servicios portuarios	n.d.	n.d.	n.d.	10	10	0	0.0
Terminales marítimas	n.d.	n.d.	n.d.	5	6	1	20.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Memoria de Labores de PEMEX 2013 y 2014, informes de labores de PEMEX del 2013 al 2017, con anuarios estadísticos del 2013 al 2017 y con información del portal oficial de PEMEX disponible en: <http://www.pemex.com/nuestro-negocio/infraestructura/Paginas/default.aspx>

1/ Los ductos de PEMEX Logística incluyen poliducto, oleoducto, oliducto, gasoducto, quimioducto, gasolinoducto, combustoleoducto, petroquímicos básicos, acumulador de líquidos, turbosinoduto, acueducto y oleogasoducto.

NOTA: Los datos pueden mostrar variaciones, ya que fueron tomados de diversas fuentes de información.

NOTA 2: Algunos datos no se encuentran disponible debido a que pertenecen a organismo subsidiarios creados a partir de 2014 y que entraron en vigor en 2015.

n.d. No disponible.

n.a. No aplica.

De acuerdo con la información obtenida durante el análisis, no se identifican detalles específicos sobre la infraestructura en materia de hidrocarburos, misma razón por la que varios datos del cuadro no se encontraron disponibles, asimismo, únicamente se rinde cuentas del promedio de los pozos productores durante el ejercicio fiscal en el que se presentan los informes, por lo que no se puede saber con exactitud el crecimiento que han tenido durante el periodo, no obstante, basándose en los datos anteriores, se revela que la actividad por parte de la principal empresa en materia de hidrocarburos ha decrecido y por ende se puede esperar que la producción presente el mismo comportamiento.

Es importante hacer mención que PEMEX es el principal propietario de ductos en México, pues cuenta con esta infraestructura para la recolección, extracción y traslado del petróleo crudo y gas proveniente de pozos extractivos; sin embargo, en 2015 el Sistema Nacional de Gasoductos

presentó importantes modificaciones, esto se da como consecuencia de que se transfirieron al CENAGAS las instalaciones de transporte de gas natural desarrollada por la paraestatal antes de la reforma energética, creándose el Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), por lo que existió una disminución en los gasoductos a cargo de la EPS PEMEX logística.

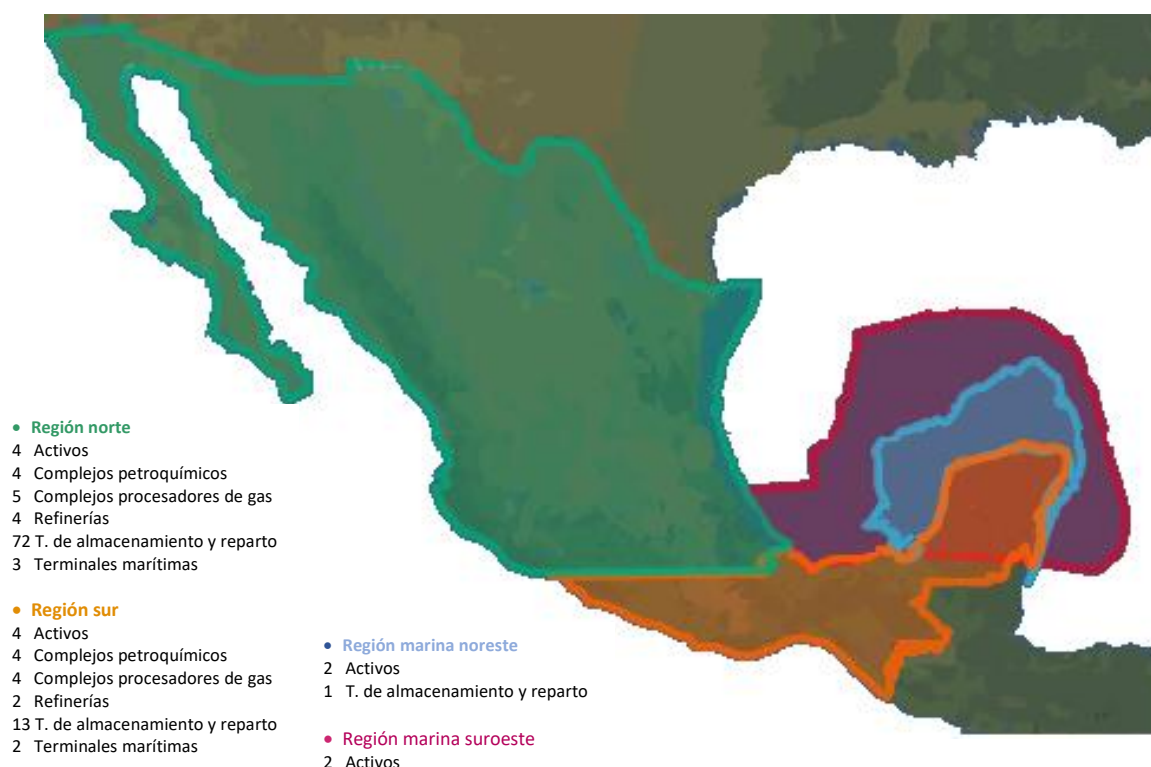
Como ya se mencionó hubo una disminución en las terminales de distribución de gas licuado, al igual que en las de almacenamiento y despacho de productos petrolíferos, pues para 2017 se contaba con tres terminales menos de las 77 que originalmente se tenían en 2013; los autos tanque, buques tanque y carros tanques presentaron un aumento en relación con los años anteriores, esto como resultado de la creación del CENAGAS que es la entidad encargada de administrar el SISTRANGAS.

Destaca el caso de las refinerías en las que no se presentó ninguna variación en su número; sin embargo, con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2016, la ASF realizó la auditoría de desempeño núm. 482-DE "Producción de Gasolinas", en la que se determinó que en 2017 el Sistema Nacional de Refinación (SNR), únicamente utilizó el 47.0% de la capacidad disponible de las refinerías para el procesamiento de crudo.

Es relevante señalar que, si bien existieron pérdidas, también hubo crecimiento en algunos insumos, como lo son los auto tanques, ya que ahora se cuenta con 125 tanque más que en 2013 y si bien de los carros tanques se cuenta sólo con información de tres años, en este periodo se adquirieron 3 unidades, en ese mismo sentido los ductos de PEMEX Logística crecieron en 819 km de 2016 a 2017, lo que significaría que la distribución haya aumentado. Además, se construyó una nueva plataforma marítima, que permitiría una mayor extracción de hidrocarburos.

Adicional a lo anterior, se consultó en el portal oficial de PEMEX el total de la infraestructura reportada a 2018 para la exploración y producción de las reservas de petróleo crudo y gas natural, al respecto, se constató que la EPE divide al territorio nacional en cuatro zonas geográficas: región norte, región sur (territorio continental), región marina noreste y región marina suroeste, la cual está ubicada en territorio marino, para medir los insumos con los que cuenta para realizar las actividades que le han sido conferidas, en esta información se reporta el total, incluyendo los que están suspendidos o en remodelación, las zonas se presentan en el mapa siguiente:

MAPA DE LA INFRAESTRUCTURA PETROLERA POR ZONAS GEOGRÁFICAS



FUENTE: Elaborado por la ASF con información del portal oficial de PEMEX disponible en: <http://www.pemex.com/nuestro-negocio/infraestructura/Paginas/default.aspx>

Como se observa en el mapa anterior, en cada zona geográfica se encuentran activos, dentro de los que se realizan las labores de exploración para definir la ubicación de los campos o yacimientos de hidrocarburos, así como para determinar el volumen de reservas de cada campo, que es donde finalmente ocurre la extracción, actualmente México cuenta con 12 activos, de los cuales se establecen 4 en las regiones norte y sur, respectivamente y 2 en cada una de las regiones marinas del noroeste y sureste.

En cuanto a complejos procesadores de gas se cuenta con nueve, cuatro están ubicados en la región sur del país (Chiapas, Tabasco y Veracruz) y cinco en la región norte (Tamaulipas y Veracruz), es relevante mencionar que los complejos Cactus y Nuevo PEMEX son los más grandes de la empresa, asimismo, se cuenta con 87 terminales de almacenamiento y despacho de productos petrolíferos, que están distribuidas en todo el país, excepto en los estados de Quintana Roo y Tlaxcala y cinco terminales marítimas, que se ubican 3 en la región norte y 2 en la sur.

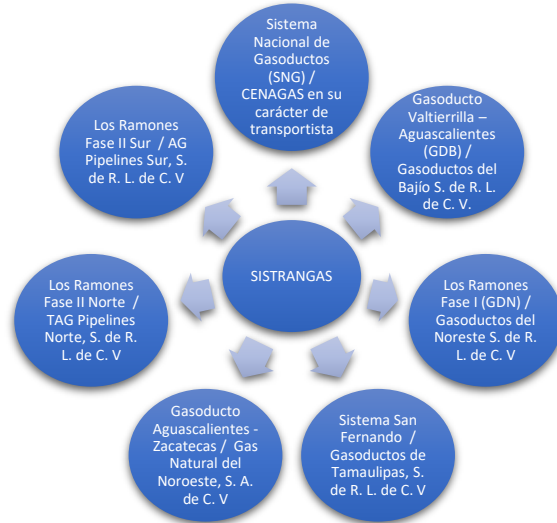
La región norte es la zona con más infraestructura operando, ya que cuenta con la mayor parte de refinerías, tres terminales marítimas ubicadas en Sonora y Veracruz, cinco complejos procesadores de gas y 72 de almacenamiento. Para mayor información consultar el Anexo XVI.

En conclusión, aunque PEMEX cuenta con una amplia estructura, no se ha presentado un crecimiento durante el periodo, sobre todo en el promedio de los pozos destinados a la operación de hidrocarburos ya que éstos decrecieron 14.6%, al pasar de 9,379 pozos en 2013 a 8,008 en 2017; de igual forma destaca la disminución de 13.7% en el caso de campos de producción, 47.4% en terminales de distribución, 18.2% complejos petroquímicos, 35.2% unidades servicio a pozos, y 37.6% en equipos de perforación y reparación de pozos; lo que ocasionó que la producción en el periodo 2013-2017 disminuyera 6.2%, al pasar de 921.6 a 711.2 millones de barriles (MMb), y el gas natural, 5.3% en promedio anual, al pasar de 2,317,690.4 MMpcd en 2013, a 1,862,213.0 MMpcd en 2017. Destaca además el caso de las refinerías en las que no se presentó ninguna variación en su número; sin embargo, en 2017 el Sistema Nacional de Refinación (SNR), únicamente utilizó el 47.0% de la capacidad disponible de las refinerías para el procesamiento de crudo.

b) Evolución de la capacidad de la red de gaseoductos

De acuerdo con el artículo 66 de la Ley de hidrocarburos, se establece que el CENAGAS funge como gestor y administrador independiente del SISTRANGAS, el cual está compuesto por un conjunto de sistemas de transporte de gas natural (GN) integrados para efectos tarifarios, el CENAGAS tiene el objetivo de garantizar la seguridad en la prestación de los servicios en el SISTRANGAS y contribuir con la continuidad del suministro en territorio nacional, teniendo previsto la construcción de cinco mil kilómetros de nuevos gasoductos. Esto como respuesta a la problemática relacionada con la poca capacidad de almacenamiento y distribución de gas natural.

El SISTRANGAS está compuesto por siete sistemas de transporte de GN interconectados entre sí e integrados, seis de ellos privados, en territorio nacional que se agrupan para fines operativos, comerciales y tarifarios. CENAGAS como gestor independiente, brinda el servicio de transporte a usuarios de la totalidad de la red de ductos y estaciones de comprensión por medio de contratos.



No obstante, es importante mencionar que, aunque el SISTRANGAS está orientado al transporte y almacenamiento no cuenta con infraestructura para esta última actividad de manera integrada.

Como ya se mencionó, el CENAGAS se consolida como institución operativa a partir de la implementación de la reforma energética, lo que significa que comienza a operar en 2015, pues antes quien realizaba las tareas era PEMEX Logística y fue este último quien le transfirió la infraestructura para el comienzo de su operación.

Para cumplir con su objetivo y lograr una administración de los sistemas de transporte de GN eficiente, el CENEGAS debe proponer a la SENER, para su aprobación y con previa opinión técnica de la CRE, el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS, por ello el 14 de octubre de 2015, la SENER aprobó, emitió y publicó el Primer Plan Quinquenal 2015-2019 de expansión del SISTRANGAS, el cual originalmente estaba conformado por 12 proyectos. A continuación, se presentan las entidades federativas beneficiadas, la longitud, la inversión, la fecha estimada de licitación y la operación de cada uno de ellos:

PROYECTOS PROPUESTOS EN EL PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTRANGAS, 2015-2019

Nombre del proyecto	Entidad federativa beneficiadas	Longitud (km)	Inversión estimada (millones de pesos)	Fecha estimada de licitación	Fecha estimada para inicio de operación
Tuxpan - Tula	Hidalgo y Veracruz	237	6,586.6	2015	2017
La Laguna - Centro	Aguascalientes y Durango	601	14,846.2	2015	2018
Lázaro Cárdenas -Acapulco	Michoacán y Guerrero	331	7,547.2	2015	2018
Tula - Villa de Reyes	Aguascalientes, Hidalgo, Jalisco y SLP	279	6,917.6	2015	2017
Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	Aguascalientes, Jalisco, SLP y Zacatecas	335	8,820.9	2015	2018
San Isidro-Samalayuca	Chihuahua	23	827.5	2015	2017
Samalayuca - Sásabe	Chihuahua y Sonora	558	13,853.1	2015	2017
Jaltipan- Salinas Cruz	Oaxaca y Veracruz	247	10,641.5	2015	2017
Salinas Cruz - Tapachula	Oaxaca y Chiapas	440	7,315.7	2015	2018
Sur de Texas-Tuxpan	Veracruz y Tamaulipas	625	49,452.2	2015	2019
Colombia- Escobedo	Nuevo León	254	6,189.6	2016	2018
Los Ramones - Cempoala	Tamaulipas y Veracruz	855	33,315.5	2018	2019
Total		4,785.00	166,313.60		

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la primera revisión de Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, 2017.

NOTA: Las cifras de encuentran deflactadas a precios de 2017.

Posterior a la aprobación del Plan Quinquenal 2015-2019, se presentaron algunas propuestas para la expansión en los proyectos, las cuales se irían desarrollando desde 2016 y hasta la fecha, lo anterior dependiendo del avance que se fuera obteniendo y del análisis que CENAGAS realizara al respecto, considerando esto, las primeras modificaciones se realizaron con la primera revisión que fue en el ejercicio fiscal 2016. ^{101/}

En 2016, y como consecuencia de las modificaciones, adhesiones y adecuaciones que el CENEGAS realizó al Plan Quinquenal, el Centro solicitó a la CRE su opinión técnica sobre las propuestas quedando de la manera siguiente:

^{101/} Resultado de esa modificación derivaron los cambios siguientes: a) se publicaron las bases para la licitación del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan con una estimación de su entrada en operación para 2018; b) CFE adjudicó el desarrollo del gasoducto San Isidro-Samalayuca a Gasoductos de Agua Prieta S. de R.L. de C.V. (Filial de IEnova) el 14 de julio de 2015. La entrada en operación comercial del gasoducto se programó para enero de 2017; c) el gasoducto Tuxpan-Tula se encontró en proceso de licitación por la CFE. El fallo contractual sería en noviembre de 2015 y entraría en operación comercial en diciembre de 2017; d) CENAGAS incluyó en los proyectos la estación de comprensión “El Cabrito” en el plan quinquenal; e) Tuxpan-Tula se encuentra en proceso de licitación por la CFE. El fallo contractual y su operación estaba programado para noviembre de 2015 y diciembre de 2017, respectivamente, y f) se reestructuro la inversión programada para el desarrollo de los proyectos.

MODIFICACIONES EN LOS PROYECTOS PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTRANGAS, 2016 y 2017

Nombre	2016				2017	
	Tipo	Estatus	Fecha estimada de licitación	Fecha estimada para inicio de operación	Fecha estimada de licitación	Fecha estimada para inicio de operación
Tuxpan - Tula	Estratégico	Adjudicado	n.a.	2017	n.a.	2017
Laguna - Centro	Estratégico	Adjudicado	n.a.	2018	n.a.	2018
Lázaro Cárdenas - Acapulco	Estratégico	Adjudicado	n.a.	2018	n.a.	2018
Tula - Villa de reyes	Estratégico	Adjudicado	n.a.	2018	n.a.	2018
Villa de Reyes- Aguascalientes- Guadalajara	Estratégico	Adjudicado	n.a.	2017	n.a.	2017
San Isidro-Samalayuca	Estratégico	Adjudicado	n.a.	2017	n.a.	2017
Samalayuca - Sásabe	Estratégico	Adjudicado	n.a.	2018	n.a.	2018
Jaltipan- Salinas Cruz	Estratégico	Por licitar para el periodo 2017-2019	2016-2017	2018-2019	2017-2018	2020-2022
Los Ramones - Cempoala	Estratégico	Otros proyectos	2018	2019	En función de lo previsto en el plan 2020-2024	
Salinas Cruz - Tapachula	Cobertura social	Otros proyectos	Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo	2018	Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo	2019
Lázaro Cárdenas - Acapulco	Cobertura social	Por licitar para el periodo 2017-2019	2016-2017	2018-2019	2017-2019	2020-2022
Nueva Era (Midstream de México)	Nuevo León	Otros proyectos	Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo	2020	Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo	2017

FUENTE Elaborado por la ASF con información de la segunda y tercera revisión de Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, 2017 y 2018, respectivamente.

NOTA: Para el año 2017 el tipo y estatus de los proyectos no tuvo ninguna modificación.

n.a. No aplica.

De acuerdo con la información anterior, para 2016, de los trece proyectos que se tenían en el plan, siete fueron adjudicados a empresas y se encontraban en la fase de desarrollo. Asimismo, se destaca que se retiró la inclusión del proyecto Colombia-Escobedo del Plan Quinquenal, debido a que el gasoducto Howard Midstream (Nueva Era) atendería la demanda de esa región, así como a la misma ruta. A pesar de que el año anterior se propuso incluir dentro los proyectos a la estación El Cabrito, en 2016, derivado de las simulaciones hidráulicas realizadas por la CRE, se revisó que esta estación de compresión dejaría de mantener funcionalidad operativa una vez que iniciaran las operaciones en 2017 los gasoductos de Ojinaga-El Encino y El Encino - La Laguna, por lo que también se retiró del plan. ^{102/}

^{102/} Se ajustó para el 2018-2019 la fecha de inicio de operaciones de los gasoductos Jaltipan - Salina Cruz, ya que se requiere de la reserva de capacidad de transporte aguas arriba. Además, se expuso que dicho centro implementaría la reserva de capacidad en

Para 2017, las modificaciones que se presentaron a partir de las propuestas por CENAGAS y de la opinión técnica de la CRE en la expansión de los proyectos fueron las siguientes: a) la fecha de licitación del gasoducto Jáltipan - Salina Cruz se difirió para el periodo 2017-2018 y el inicio de su operación en 2020-2022; b) Lázaro Cárdenas - Acapulco postergó el periodo del desarrollo para 2017-2019 y el de su operación para 2020-2022, debido a que la SENER no contaba con elementos suficientes para obtenerla opinión favorable de la SHCP para instruir el desarrollo del gasoducto, y c) se difirió el proyecto de Los Ramones- Cempoala para el siguiente quinquenio, 2020-2024, debido a que tenía una ruta similar al gasoducto Sur de Texas – Tuxpan.

Es importante señalar que el gasoducto San Isidro – Samalayuca concluyó su construcción y entró en operación en junio de 2017, al gasoducto Jaltipan- Salinas Cruz se le incluyó el objetivo de fortalecer la infraestructura del transporte para atender la demanda potencial en la región del Istmo. Además, la SENER continuó con la evaluación de la viabilidad técnica, económica y contractual de las posibles interconexiones del SISTRANGAS con otros sistemas de transporte y con una alternativa para incrementar las fuentes de suministro, lo que contribuye a la garantía de continuidad operativa del sistema sin detonar el desarrollo de nueva infraestructura. Para 2017 los proyectos del SITRANGAS se encuentran de la siguiente manera:

los ductos del SISTRANGAS mediante una temporada abierta este año. Asimismo, el proyecto Lázaro Cárdenas - Acapulco presentó un ajuste en el calendario de la probable licitación para el periodo 2016-2017 e inicios de su operación para 2018-2019.

Respecto al proyecto de cobertura social, Salinas Cruz - Tapachula, el 19 de julio de 2016 la SENER, recibió una propuesta de TAG pipelines S de R.L. de C.V en el que manifestó su interés en apoyar el desarrollo de dicho proyecto bajo cuenta y riesgo del sector privado, ante esta situación la SENER, consideró viable la propuesta de TAG y que otorgaba una posibilidad de desarrollar dicho proyecto aprovechando la oportunidad que crea la reforma, al establecer que el transporte de GN es una actividad relacionada con la competencia donde los capitales privados pueden participar libremente, circunstancia por las cuales la Secretaría aceptó la propuesta.

Por ultimo en 2016, debido a que el gasoducto Sur de Texas- Tuxpan tiene una ruta similar a la de Los Ramones- Cempoala, no hubo inconveniente en diferir el análisis de este último para planes posteriores. Es importante mencionar que para ese año los sistemas Los Ramones fase I comenzaron a GN desde Los Ramones (Nuevo León) a Paseo el Alto (Guanajuato), durante el segundo semestre de 2016 dicho sistema transportó un promedio de 325 mmpcd alcanzando un nivel de uso aproximado de del 24%.

EXPANSIÓN DEL SISTRANGAS, 2017

Nombre	Estados beneficiados	Longitud (Kilómetros)	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (MMPCD)	Inversión estimada (millones de pesos)	Fecha de adjudicación	Fecha estimada para inicio de operación	Transportista ganador de la licitación
Tuxpan - Tula	Hidalgo, Puebla y Veracruz	283	36	886	8,669.5	2015	2017	TransCanada
La Laguna - Aguascalientes	Aguascalientes, Zacatecas y Durango	600	42	1,189	8,953.5	2016	2018	Fermaca
Tula - Villa de reyes	Hidalgo y SLP	420	36	886	10,486.7	2015	2018	TransCanada
Villa de Reyes- Guadalajara	Aguascalientes, Jalisco y SLP	305	36	886	5,565.2	2016	2018	Fermaca
San Isidro- Samalayuca	Chihuahua	23	36 y 42	1200	2,063.3	2015	2017	Ienova
Samalayuca - Sásabe	Chihuahua y Sonora	650	36	472	10,808.5	2015	2017	Carso Electric y Promotora
Sur de Texas- Tuxpan	Veracruz y Tamaulipas	800	42, 36 y 16	2,600	39,959.4	2016	2018	Ienova y Transcanada
Otros proyectos previstos en el plan quinquenal								
Jaltipan- Salinas Cruz	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Nueva era	Nuevo León	273	n.d.	504	n.d.	Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo	2018	n.d.
Proyecto estratégico de almacenamiento	Por definir	n.a.	Por definir	n.d.	Por definir	.2018-2019	Por definir	n.a.

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la segunda y tercera revisión de Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, 2017 y 2018, respectivamente.

NOTA: Los datos pueden mostrar variaciones debido a que la información se tomó de tres fuentes diferentes.

Nota 2 En relación con el gasoducto Jaltipan- Salinas Cruz, el gestor independiente realizará una temporada abierta vinculante en el segundo semestre del 2018, para ratificar su pertinencia

Nota 3: Las cifras fueron actualizadas al tipo de cambio de 2017.

n.a. No aplica.

n.d. No disponible.

En el cuadro se observa que el SISTRANGAS cuenta con siete proyectos relacionados con el almacenamiento de GN, los cuales se desarrollarán con base en lo establecido en la Política Pública de la reforma energética en materia de almacenamiento de GN, los cuales ya están adjudicados y tres proyectos que no pertenecen al sistema, sin embargo, están incluidos en el Plan Quinquenal.

Respecto al gasoducto Lázaro Cárdenas- Acapulco, debido a que los resultados de CENAGAS para cuantificar la demanda en el estado de Guerrero no identificó abastecimiento suficiente en la ruta del gasoducto, por lo cual SENER consideró retirar la instrucción del gasoducto para que pueda ser desarrollado a cuenta y riesgo cuando el mercado así lo determine. También se puede observar que los montos de inversión se modificaron, así como los estados que serían beneficiados por los gasoductos

Además de los proyectos antes mencionados se presentan cinco proyectos de interconexión, cinco proyectos indicativos a cuenta y riesgo de particulares y dos a desarrollar por el CENAGAS, los cuales se encuentran detallados en el anexo XVII y se presentan en el mapa siguiente:



FUENTE: Tomado de la información presentada por CENAGAS en las mesas de trabajo con motivo de la reunión de la evaluación de la política pública de la reforma energética, de los días 20 y 21 de septiembre.

La SENER considera que la interconexión con otros sistemas de transporte es una alternativa que permitirá incrementar las fuentes de suministro del Sistema, esto contribuirá a la garantía de continuidad operativa del sistema sin detonar el desarrollo de nueva infraestructura, por lo que la Secretaría considera pertinente continuar con la evaluación y desarrollo de las interconexiones: en Monte Grande con el gasoducto Sur de Texas- Tuxpan y en el Encino con el gasoducto el Encino-La Laguna. Los proyectos Pajaritos y Mayakán son proyectos dirigidos a ampliar las condiciones de balance en la zona sureste del país.

En cuanto a los nuevos proyectos Hub Kinder Morgan Monterrey, Libramiento Reynosa, Libramiento Juárez, y la estación de compresión Pátzcuaro son proyectos vinculados con el SISTRANGAS para desarrollar por terceros con posible participación de CENAGAS.

Como se mencionó anteriormente, el SISTRANGAS no cuenta con infraestructura de almacenamiento integrado, por lo que en marzo de 2018 la SENER publicó la Política Pública en materia de almacenamiento de GN, con el objetivo de establecer incentivos para que el país cuente con inventarios operativos y estratégicos que contribuyan la base de la garantía de suministro de gas.

La política pública determina que el CENAGAS será el encargado de gestionar el almacenamiento estratégico, así que él será el encargado de licitar los proyectos estratégicos requeridos para construir inventarios estratégicos, los cuales estarán disponibles a más tardar en el año 2026, para éstos efectos el CENAGAS llevará a cabo el primer proceso de licitativo durante 2018.

En relación con el almacenamiento operativo, el CENAGAS deberá llevar a cabo las acciones que le permitan tener acceso a inventario operativo, por lo cual deberá utilizar la infraestructura existente de almacenamiento de GN en el país, y deberá informar a la SENER los términos en que los inventarios operativos serán utilizados, así como el mecanismo mediante el cual se recuperaran costos incurridos, previa aprobación de la CRE.

Una vez que el país cuente con la primera infraestructura para el inventario estratégico, la Secretaría, mediante la opinión de la CRE, evaluará la pertinencia de retirar la obligación establecida al CENAGAS y contar con un inventario operativo, con base en la cantidad de almacenamiento estratégico y comercial existentes en el país.

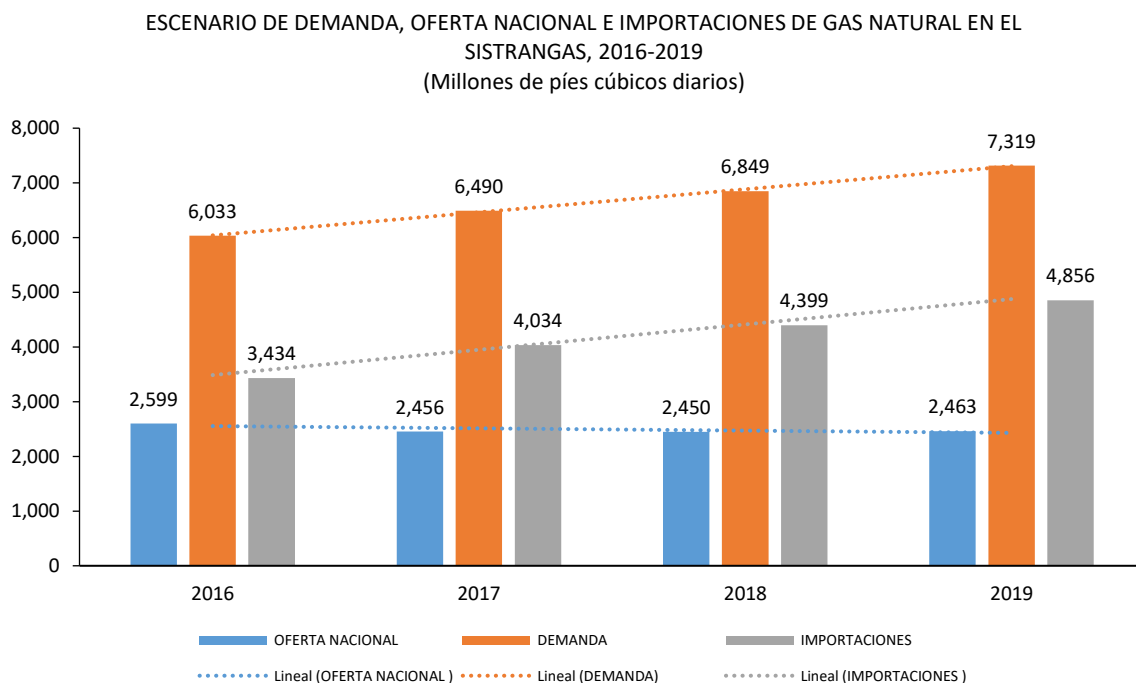
En la actualidad el SISTRANGAS cuenta con una longitud de 10,068 kilómetros, incluyendo el ducto Jáltipan – Salina Cruz, abastece de gas natural 21 Entidades Federativas y se divide en seis zonas tarifarias (centro, golfo, istmo, norte, occidente y sur). La capacidad total de transporte contratada del sistema se estima en 6,332,990 Giga Joules por día (equivalente a 5,830 MMpcd), cuenta con 24 puntos de inyección y entrega este energético en 112 centros de extracción.

Es relevante hacer mención que en el plan Quinquenal de expansión del SISTRANGAS 2015-2019, el CENAGAS cuenta con una metodología, la cual estima los escenarios prospectivos de oferta y demanda de gas natural, para ello el Centro cuenta con el apoyo del FMPED, con la opinión técnica de la CNH y del CENACE, los cuales aportan información para la realización de los escenarios.

Las premisas que el CENEGAS considera para el análisis son la siguientes: 1) que el riesgo de interrupciones en el suministro sea mínimo; 2) que la infraestructura cuente con el espacio

necesario para satisfacer la demanda pico, y 3) que la infraestructura cuente con una flexibilidad que responda a los cambios en las zonas productoras de GN.

Con base en la metodología aplicada del CENAGAS se obtienen, los escenarios de oferta y demanda siguientes:



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la tercera revisión del Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS.

En la gráfica se observa que la oferta nacional de gas natural tendría un descenso, ya que para 2016 la demanda nacional fue de 2,599 MMpcd de gas natural y para 2019 sería de 2,463 MMpcd, lo que representa una disminución de 136 MMpcd; sin embargo, de 2018 a 2019 habría un ligero aumento de 13 MMpcd. En cuanto a la demanda el CENAGAS, estimó que se presentaría un incremento, pasando de 6,033 MMpcd a 7,319 MMpcd para 2019 y en cuanto a las importaciones de gas natural, al igual que la demanda, aumentaría, pasando de 3,434 MMpcd en 2016 a 4,856 MMpcd en 2019.

Con los escenarios de oferta y demanda actualizados del SISTRANGAS, el CENAGAS realizó balances anuales para el periodo 2017-2019, considerando las importaciones por ducto en la frontera del país, dado lo anterior el propósito de esta metodología fue detectar las necesidades que se tenían en cuanto a la infraestructura de transporte de gas natural en el país.

No obstante lo anterior, en la auditoría de desempeño núm. 456-DE "Operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural" ^{103/}, en la cual se concluyó que en materia operativa, CENAGAS, comenzó con los estudios para disponer de infraestructura de almacenamiento en el SISTRANGAS, pero carece de una estrategia de corto plazo para disponer de dicho almacenamiento; el Plan Quinquenal de Expansión requiere fortalecer sus medidas de contención ante los retiros y diferimientos en los proyectos estratégicos y de cobertura social; registró valores fuera de rango en la presión y temperatura del gas natural suministrado; requiere transparentar el proceso de cesión de capacidad entre usuarios para la firma de contratos producto de la Temporada Abierta; registró retrasos en la implementación del SCADA ^{104/} para lograr su independencia de PEMEX, y aumentaron las fugas por terceros.

En conclusión, si bien PEMEX cuenta con una amplia estructura, que había acumulado hasta antes de la reforma energética, aún no se ha presentado un crecimiento representativo durante el periodo 2013-2017, sobre todo en lo que se refiere a los pozos destinados a la operación de hidrocarburos, por el contrario se ha presentado una disminución en su promedio anual, ya que para 2017, el promedio de los pozos era de 8,008 pozos, lo que significa que decreció en 14.6% con respecto al 2013 en el que tenía 9,379 pozos, esto como consecuencia de la menor actividad de la empresa en cuanto a la optimización de la estrategia de perforación, así como la declinación natural de algunos campos.

Asimismo, se determinó que hubo una disminución en las terminales de distribución de gas licuado, al igual que en las de almacenamiento y despacho de productos petrolíferos, pues para 2017 se contaba con tres terminales menos de las 77 que originalmente se tenían en 2013; los autos tanque, buques tanque y carros tanques presentaron un aumento en relación con los años anteriores, esto como resultado de la creación del CENAGAS que es la entidad encargada de administrar el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), por lo que la transferencia de la infraestructura de gasoductos de transporte, así como de las terminales fue para esta nueva institución.

En la actualidad el SISTRANGAS cuenta con una longitud de 10,068 kilómetros, abastece de gas natural a 21 Entidades Federativas y se divide en seis zonas tarifarias (centro, golfo, istmo, norte,

^{103/} Auditoría realizada con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2017.

^{104/} El sistema supervisorio de control y adquisición de datos (SCADA) es un sistema que permite el control y monitoreo de los sistemas de transporte de gas natural y gas licuado en tiempo real, los 365 días de año, las 24 horas del día.
Disponible en: <http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Productos+y+servicios/Transporte+por+ductos/SCADA/>

occidente y sur). La capacidad total de transporte contratada del sistema se estima en 6,332,990 Giga Joules por día (equivalente a 5,830 millones de pies cúbicos diarios), cuenta con 24 puntos de inyección y entrega este energético en 112 centros de extracción.

Pese a que se cuenta con una vasta red de gaseoductos, dicha infraestructura no ha logrado satisfacer la oferta nacional de gas natural, ya que para 2016 la demanda nacional sería de 2,599 MMpcd de dicho producto y para 2019 sería de 2,463 MMpcd, lo que representa una disminución de 136 MMpcd; sin embargo, de 2018 a 2019 habría un ligero aumento de 13 MMpcd. En cuanto a la demanda, el CENAGAS estimó que se presentaría un incremento, pasando de 6,033 MMpcd a 7,319 para 2019 y en cuanto a las importaciones de gas natural, al igual que la demanda, aumentaría, pasando de 3,434 MMpcd en 2016 a 4,856 MMpcd en 2019.

2.3.4 Generación y demanda

En este apartado se analiza el comportamiento de la producción de hidrocarburos y sus derivados, el volumen y valor de sus ventas internas, las pérdidas de combustibles (robos) y el comercio exterior de petrolíferos.

a) Producción de petróleo crudo y gas natural

PEMEX ha producido durante todo el periodo de estudio 4,130.0 millones de barriles diarios (MMbd). El 2013, fue el año donde se produjo mayor cantidad de barriles de petróleo crudo, ya que presentó una producción promedio de 2,522.0 de Mbd, de los cuales: 1,365.0 fueron de crudo de tipo pesado, 847.0 ligero y 310.0 de súper ligero; en cuanto a los bloques fue de 1,896.0 en aguas someras, 481.0 en el sur, y en el norte 142 barriles.

Para 2014 la producción de barriles disminuyó en promedio a 2,429.0 Mbd anuales, de los cuales la mayor producción estuvo orientada al crudo de tipo pesado con 1,266.0 Mbd, a un promedio de 864.0 y 299.0 para el tipo ligero y súper ligero respectivamente, además de que 1,851.0 Mbd fue producción en aguas someras, 452.0 en el sur y 125 en el norte. En 2015, se presentó en promedio 2,267.0 Mbd de petróleo en total; 1,152.0 de tipo pesado, 838.0 ligero y 277.0 de súper ligero: 1,760.0 en aguas someras, 394.0 en el sur y 113.0 en el norte.

Para 2016 y 2017, se siguió presentando una disminución, con un promedio de 2,154.0 y 1,948.0, respectivamente, con la mayor producción de crudo para el tipo pesado y para el bloque de aguas someras.

Del mismo modo, en la producción de gas natural durante el periodo, se obtuvo un promedio de 6,027.2 de Mpcd, disminuyendo de 6,350.0 en 2013 a 5,101.0 en 2017; sin embargo, en 2014 se observa un aumento con respecto al año anterior, no obstante, posteriormente la producción continuó decreciendo, como se observa en el cuadro siguiente:

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2013-2017

Petróleo crudo									Gas natural							
Año	Total (Mbd)	Promedio (Miles de barriles diarios)							Total (MMpcd)	Promedio (Millones de pies cúbicos diarios)						
		Total	Tipo			bloques				Total	Tipo			Bloques		
			Pesado	Ligero	Súper ligero	Aguas someras	Sur	Norte			Asociado		No asociado	Aguas someras	Sur	Norte
											Gas	Nitrógeno				
2013	921,600.0	2,522.0	1,365.0	847.0	310.0	1,896.0	481.0	145.0	2,317,690.4	6,350.0	3,908.0	682.0	1,760.0	2,739.0	1,570.0	2,041.0
2014	884,200.0	2,429.0	1,266.0	864.0	299.0	1,851.0	452.0	125.0	2,377,139.5	6,512.0	4,026.0	774.0	1,712.0	3,086.0	1,507.0	1,919.0
2015	825,500.0	2,267.0	1,152.0	838.0	277.0	1,760.0	394.0	113.0	2,320,859.2	6,358.0	3,929.0	894.0	1,535.0	3,262.0	1,360.0	1,736.0
2016	788,300.0	2,154.0	1,103.0	785.0	266.0	1,701.0	344.0	109.0	2,122,652.3	5,815.0	3,629.0	928.0	1,258.0	3,115.0	1,242.0	1,458.0
2017	711,200.0	1,948.0	1,049.0	689.0	210.0	1,584.0	267.0	98.0	1,862,213.0	5,101.0	3,194.0	879.0	1,028.0	2,888.0	1,024.0	1,189.0
TOTAL	4,130,800.0	2,264.0	1,187.0	804.6	272.4	1,758.4	387.6	118.0	11,000,554.3	6,027.2	3,737.2	831.4	1,458.6	3,018.0	1,340.6	1,668.6
TMCA (%)	(6.3)	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	(5.3)	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en información otorgada por PEMEX mediante el oficio CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/278/2018 con fecha de 9 de abril de 2018 e información disponible en: <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>, con fecha de consulta del 31 de octubre de 2018.

PCD Pies Cúbicos Diarios

TMCA (%) Tasa Media de Crecimiento Anual.

NOTA: En la base de datos proporcionada por PEMEX en las fechas 10 de julio de 2015 y 31 de marzo de 2014 no se presentó producción de petróleo crudo.

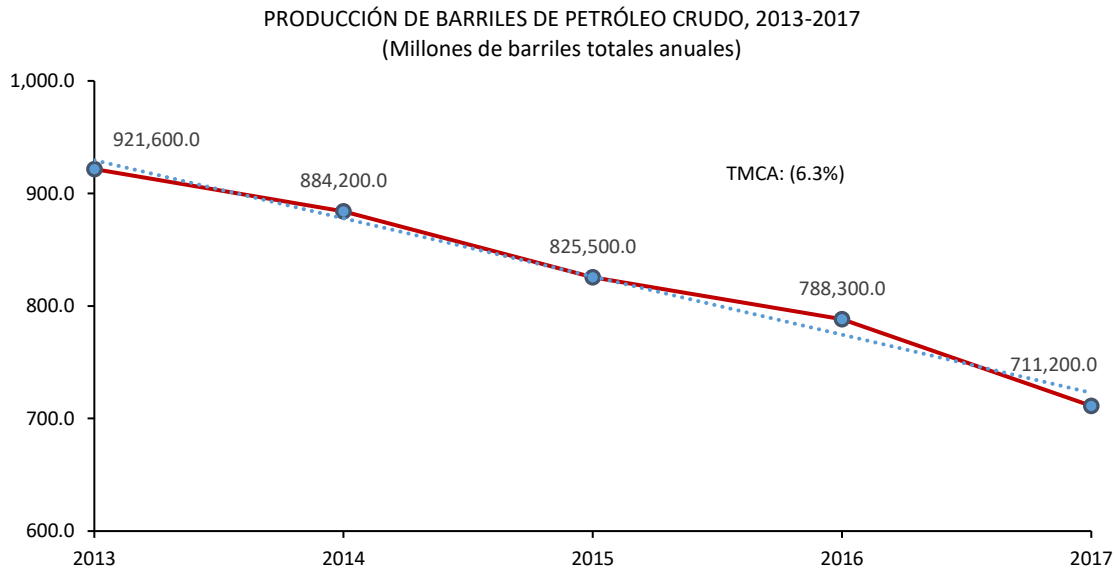
NOTA 2: Las cifras pueden mostrar variaciones debido a que la información se tomó de dos fuentes diferentes.

n.a No aplica

De acuerdo con el cuadro, en 2013 se produjeron 3,908.0 MMpcd de gas asociado, 682.0 de nitrógeno asociado y 1,760.0 MMpcd de gas natural no asociado; en cuanto a los bloques encontramos que la mayor producción se realizó en aguas someras y la mínima producción en el sur con 3,086.0 y 1,507.0 MMpcd respectivamente. Para 2014, se presentó en promedio un total de 6,512.0 MMpcd de gas: 4,026.0 de gas asociado, 774.0 barriles de nitrógeno y 1,712.0 de gas no asociado; 3,086.0 en aguas someras, 1,507.0 en el sur y en el norte 1,919.0 MMpcd.

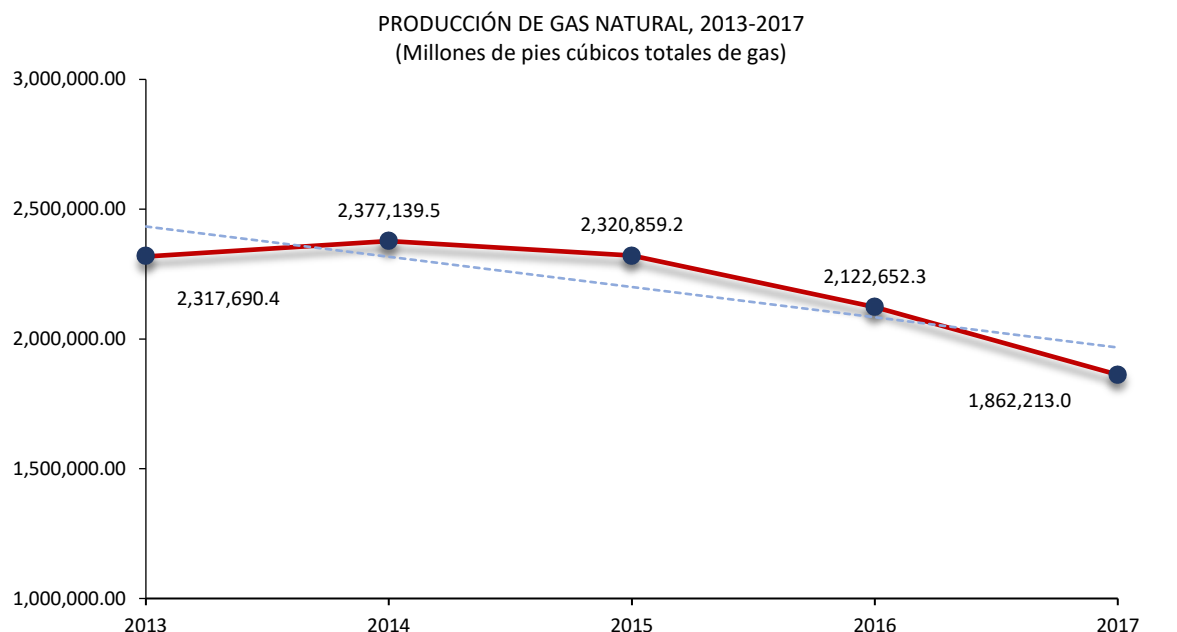
La producción de 2015 se vio representada por un promedio de 6,358.0 MMpcd con una producción mayor de 3,929.0 MMpcd en gas asociado con respecto al tipo, y con 3,262.0 MMpcd en aguas someras. De 2016 a 2017 se presentó el mayor decremento en relación con la producción de gas natural, pasando de 5,815.0 en el primer año a 5,101.0 en el último.

A continuación, se presenta de forma gráfica la producción de petróleo crudo y gas natural en millones de barriles y en millones de pies cúbicos anuales, respetivamente:



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en información proporcionada por PEMEX mediante el oficio CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/278/2018 con fecha de 9 de abril de 2018.

En la gráfica se observa que la producción de barriles de petróleo crudo tuvo una tendencia decreciente, pasando de 921,600.0 MMbd en 2013 a 711,200.0 MMbd en 2017, teniendo una tasa media de crecimiento anual negativa de 6.3 y disminuyendo en un 77.1%



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en información otorgada por PEMEX mediante el oficio CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/278/2018 con fecha de 9 de abril de 2018.

De acuerdo con la producción de gas natural, PEMEX, durante el periodo de estudio ha producido un total de 11,000,554.3 MMpcd, asimismo, se observa una disminución en la producción, pasando de 2,317,690.4 en 2013 a 1,862,213.0 MMpcd en 2017 y presentando un decremento anual de 5.3%, esto durante todo el periodo. Es importante mencionar que 2014 fue el año en que se produjo la mayor cantidad de pies cúbicos de gas natural con 2,377,139.5 MMpcd, sin embargo; después de ese año, la producción de gas natural decayó considerablemente y la tendencia se mantuvo hasta 2017.

Al primer trimestre de 2018, se ha reportado una producción de 508.6 Mbd, notándose una disminución con respecto a 2017, de las cuales en promedio 1,075.0 Mbd son de petróleo pesado; 582.0 mil de ligero y 207.0 mil de tipo súper ligero, abarcando la mayor parte de producción en aguas someras. Asimismo, para esta fecha se reportó una producción de gas natural de 1,322,791.0 MMpcd, representando un promedio total de 5,830.2 MMpcd, de los cuales 3,026.0 MMpcd son de gas de hidrocarburo y 933.0 MMpcd de nitrógeno en modalidad asociado. En lo referente al no asociado se presentó un promedio de 886.0 MMpcd; sin embargo, es importante mencionar que dicha cifra es reportada por PEMEX y fechada a los meses de septiembre presente año.

b) Productos petrolíferos y petroquímicos

Como resultado de la refinación del petróleo y del procesamiento del gas natural se obtienen productos líquidos y gaseosos conocidos como petroquímicos y petrolíferos. Los primeros son utilizados habitualmente como materias primas, mientras que los segundos derivan directamente de los hidrocarburos.^{105/} En el esquema siguiente se muestran los principales productos petrolíferos y petroquímicos:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en SIE, "Elaboración de productos petrolíferos", y "Elaboración de productos petroquímicos", disponible en <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>, consultado el 20 de noviembre de 2018.

Respecto de la producción de petrolíferos, de 2013 a 2017, Petróleos Mexicanos ha sufrido una disminución anual del 12.0%. Los combustóleos han disminuido en un 24.6%, siendo los petrolíferos con mayor reducción, ya que pasaron en el 2013 de tener una producción de 268.8 miles de barriles diarios (Mbd) a 795.8 Mbd en 2017. El queroseno presenta una baja del 20.1%, seguido por el gas licuado con una disminución anual de 18.7%, como se observa en el cuadro siguiente:

^{105/} CRE, ACUERDO por el cual la Comisión Reguladora de Energía interpreta las definiciones de petroquímicos y petrolíferos, comprendidas en el artículo 4, fracciones XXVIII y XXIX, de la Ley de Hidrocarburos, publicado en el DOF 09 de junio de 2015.

ELABORACIÓN DE PETROLÍFEROS EN PEMEX, 2013-2018
 (Miles de barriles diarios)

Año	Gas Licuado	Gasolina	Querosenos	Diésel	Combustóleos	Otros	Total
2013	206.2	437.3	60.8	313.4	268.8	170.3	1,456.8
2014	205.4	421.6	53.4	286.6	259.2	158.8	1,385.0
2015	174.5	381.4	47.8	274.7	237.4	151.5	1,267.3
2016	159.2	325.3	42.8	216.2	228.1	147.6	1,119.2
2017	144.6	257.0	40.5	153.6	217.3	102.1	915.1
2018	104.5	177.8	29.2	101.1	159.1	65.5	637.2
Total	994.4	2,000.4	274.5	1,345.6	1,369.9	795.8	6,780.6
Promedio	178.0	364.5	49.1	248.9	242.2	146.1	n.a
TMCA (%)	(18.7)	(15.6)	(20.1)	(16.8)	(24.6)	(12.3)	(12.0)

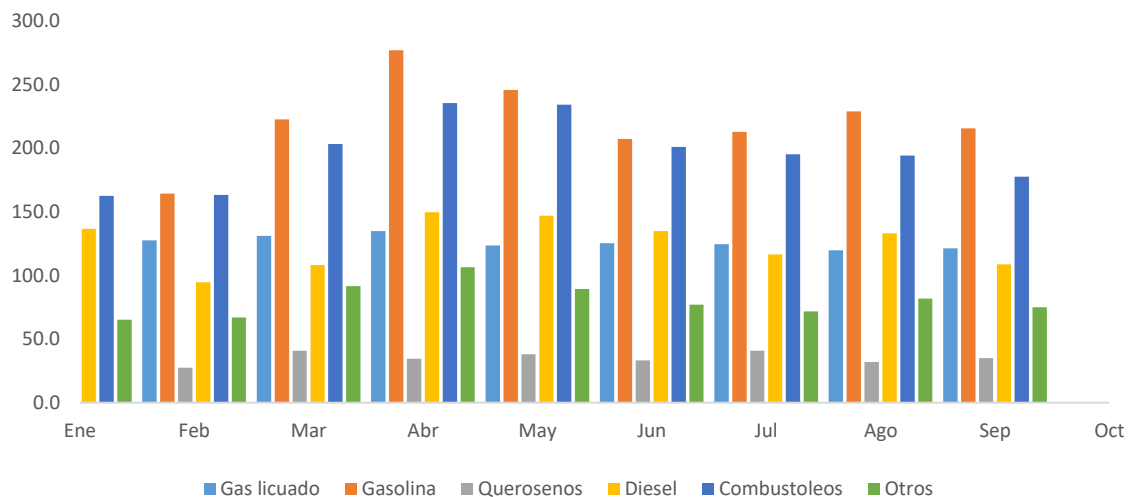
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en SIE, “Elaboración de productos petrolíferos”, disponible en <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>, consultado el 20 de noviembre de 2018.

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

NOTA: El promedio y la TMCA se calculan de 2013 a 2017, debido a que los datos de 2018 abarcan hasta septiembre.

En el avance a 2018, el comportamiento en la producción de petrolíferos es similar al año anterior, puesto que la tendencia sigue siendo a la baja, situación que continuará, ya que falta únicamente un trimestre para que culmine el año y es muy poco probable que las cifras logren superar a lo producido en 2017, a pesar de que aumentará en una tendencia lineal la producción de gasolinas y combustóleos en los meses restantes, como se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS ENERO-SEPTIEMBRE 2018
 (Miles de barriles)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en SIE, “Elaboración de productos petrolíferos”, disponible en <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>, consultado el 20 de noviembre de 2018.

En relación con los petroquímicos, durante el periodo de evaluación, 2013-2017, se produjeron en promedio 9,825.9 miles de toneladas (Mt), siendo 2013 el año que mayor actividad presentó, con

11,477.7 Mt, mientras que 2017 fue el más bajo con 7,425.9 Mt, lo que significa que el crecimiento anual fue negativo, al disminuir en 10.3%, como se observa en el cuadro siguiente:

PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS EN PEMEX, 2013-2018
(Miles de toneladas)

Año	Derivados del metano	Derivados del Etano	Aromáticos y derivados	Propileno y derivados	Otros	Total	Promedio
2013	2,475.0	2,292.0	1,087.9	462.3	5,160.6	11,477.7	2,295.5
2014	2,374.3	1,897.3	1,214.0	525.7	5,306.9	11,318.2	2,263.6
2015	1,699.3	1,758.2	1,030.8	509.0	4,942.1	9,939.4	1,987.9
2016	1,574.8	1,462.9	999.9	379.7	4,551.7	8,968.9	1,793.8
2017	1,542.6	1,055.0	622.0	232.2	3,973.3	7,425.1	1,485.0
2018	711.6	855.5	344.9	131.4	2,565.7	4,609.0	921.8
Total	10,377.5	9,320.9	5,299.4	2,240.2	26,500.3	53,738.3	n.a.
Promedio	1,933.2	1,693.1	990.9	421.8	4,786.9	9,825.9	n.a.
TMCA	(11.1)	(17.6)	(13.0)	(15.8)	(6.3)	(10.3)	n.a.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en SIE, "Elaboración de productos petroquímicos", disponible en <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>, consultado el 20 de noviembre de 2018.

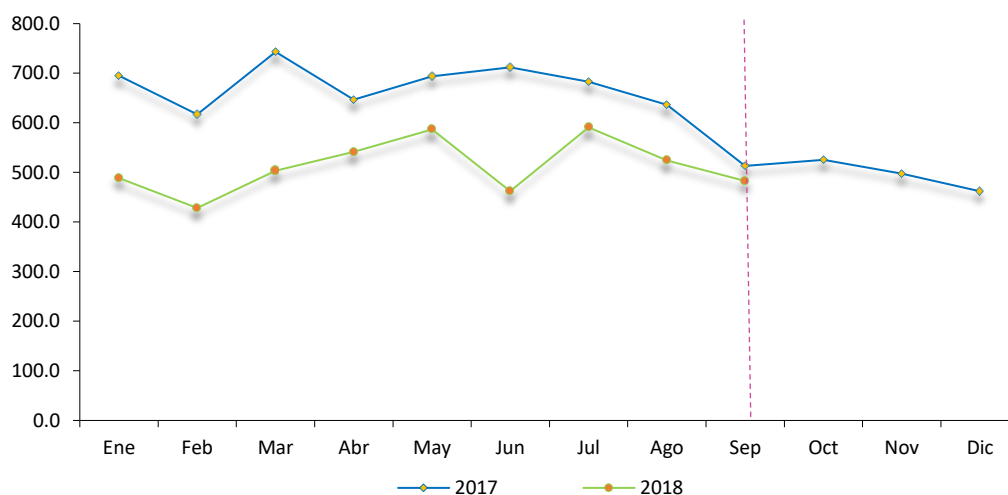
TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

n.a. No aplica

NOTA: El promedio y la TMCA se calculan de 2013 a 2017, debido a que los datos de 2018 abarcan hasta septiembre.

Los petroquímicos derivados del etano disminuyeron en un promedio anual de 17.6%, al pasar de 2,292.0 Mt en 2013, a 1,055.5 en 2017; los derivados del propileno decrecieron en un 15.8%, seguidos de los aromáticos y derivados con un 13.0%; y con 11.1% los derivados del metano.

PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS AL TERCER TRIMESTRE, 2017-2018
(Miles de toneladas)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en SIE, "Elaboración de productos petroquímicos", disponible en <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>, consultado el 20 de noviembre de 2018.

A 2018, los niveles de la producción total a septiembre mantienen una tendencia a la baja posterior a la ligera recuperación presentada en julio, situación análoga a junio de 2017, para la caída constante hasta diciembre de ese año, reflejada en los bajos niveles de producción presentados en enero de 2018.

Actualmente, la producción, distribución y comercialización de éstos productos los tiene la EPS Pemex Fertilizantes, y tienen como destino la industria textil, farmacéutica, jabonera y fotográfica, así como las dedicadas a la elaboración de envases alimenticios, plástico y botellas.

c) Volumen y valor de las ventas internas

Los productos que son considerados como petrolíferos y petroquímicos producidos por PEMEX se comercializan con posterioridad, tanto en el mercado interno como en exportaciones, por lo que en ese apartado se analizará el volumen y el valor de las ventas internas, añadiendo al gas natural; mientras que en el siguiente lo relacionado con el comercio exterior de éstos, así como del petróleo crudo. En el cuadro siguiente se muestra el valor derivado de las toneladas y barriles comercializados en el mercado interno de PEMEX:

VOLUMEN Y VALOR DE LAS VENTAS INTERNAS DE PETROLÍFEROS Y PETROQUÍMICOS POR PEMEX, 2013-2018

Año	Petrolíferos		Petroquímicos	
	Volumen (Mbd)	Valor (mdp)	Volumen (Mt)	Valor (mdp)
2013	1,785.7	976,676.8	3,938.4	41,498.6
2014	1,709.2	955,132.5	4,105.9	43,366.5
2015	1,703.7	738,887.0	3,745.9	35,274.2
2016	1,724.4	612,630.5	3,968.3	30,444.3
2017	1,610.2	785,183.5	4,085.3	28,395.1
2018	1,279.4	696,731.6	3,194.4	22,769.9
TOTAL	9,812.6	4,765,241.8	23,038.2	201,748.6
PROMEDIO	1,706.6	813,702.1	3,839.7	35,795.7
TMCA	(2.6)	(5.3)	0.9	(9.1)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en SIE, “Elaboración de productos petroquímicos”, disponible en <http://sie.Energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>, consultado el 20 de noviembre de 2018.

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

NOTA: El promedio y la TMCA se calculan de 2013 a 2017, debido a que los datos de 2018 abarcan hasta octubre.

De acuerdo con el cuadro, el volumen de petrolíferos comercializados en el mercado interno ha disminuido en un 2.6% en promedio anual de 1,785.7 miles de barriles diarios (Mbd) en 2013 a 1,610.2 Mbd en 2017, por lo que su valor también lo ha hecho en un 5.3% en promedio anual, ya que pasaron de 976,676.8 a 785,183.5 millones de pesos (mdp).

Por el contrario, los petroquímicos han aumentado su volumen en el mercado interno en un 0.9% en promedio, pasando de 3,938.4 a 4,085.3 miles de toneladas (Mt); sin embargo, su valor ha disminuido en un 9.1%, ya que de los 41,498.6 mdp que se obtenían en 2013, en 2017 se obtuvieron 22,769.9 mdp.

En relación con el gas natural, las ventas internas de 2013 a 2017 se concentraron en cuatro sectores: autogeneración, de comercializadores, industrial-distribuidor y el eléctrico, mientras que en 2018 fueron tres sectores diferentes a los pasados: comercial, productores independientes de energía (PIE) y venta de primera mano (VPM), por lo que se infiere que los primeros cuatro se agruparon en los nuevos tres sectores. En el cuadro siguiente se muestra el periodo de 2013 a 2017:

VOLUMEN Y VALOR DE LAS VENTAS INTERNAS DE GAS NATURAL, 2013-2017
 (Millones de pies cúbicos y Millones de pesos)

	Sector autogeneración		Sector comercializador		Sector industrial-distribuidor		Sector eléctrico		Total	
	Volumen	Valor	Volumen	Valor	Volumen	Valor	Volumen	Valor	Volumen	Valor
2013	145.9	3,061.1	262.6	6,433.9	1,136.0	28,521.9	1,919.0	43,758.5	3,463.5	81,775.4
2014	145.8	3,588.7	293.8	7,956.4	1,209.7	32,920.8	1,801.9	45,966.7	3,451.2	90,432.6
2015	158.4	2,701.2	344.1	6,538.4	1,281.2	24,133.5	1,462.8	25,945.6	3,246.5	59,318.7
2016	187.9	3,655.4	410.4	8,980.1	1,396.7	30,925.6	1,352.4	28,135.9	3,347.4	71,697.0
2017	186.5	4,816.1	377.9	10,150.0	1,243.0	36,216.8	815.7	23,104.8	2,623.1	74,287.7
Total	824.5	17,822.6	1,688.8	40,058.8	6,266.6	152,718.6	7,351.8	166,911.5	16,131.7	377,511.4
Prom.	164.9	3,564.5	337.8	8,011.8	1,253.3	30,543.7	1,470.4	33,382.3	3,226.3	75,502.3
TMCA (%)	6.3	12.0	9.5	12.1	2.3	6.2	(19.3)	(14.8)	(6.7)	(2.4)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en SIE, “Elaboración de productos petroquímicos”, disponible en <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>, consultado el 20 de noviembre de 2018.

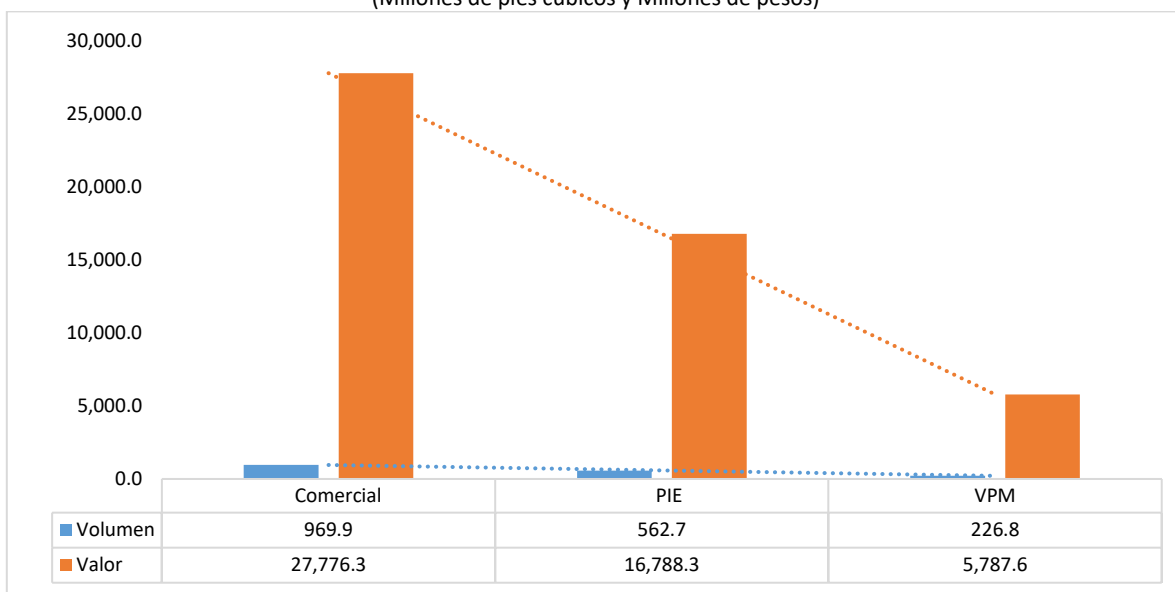
TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

En términos generales, el total del volumen de las ventas internas del gas natural disminuyó en un 6.7% en promedio anual, siendo el sector eléctrico el que presentó mayores bajas en el volumen MMpcd, ya que pasó de 1,919.0 MMpcd en 2013 a 815.7 MMpcd en 2017, lo que significó una disminución anual de 19.3% en promedio. Los otros tres sectores crecieron; sin embargo, no lograron subsanar la baja del sector eléctrico.

En relación con lo anterior, el valor de las ventas internas se comportó de la misma manera, en 2013 representó un monto de 81,775.4 mdp mientras que para 2017 bajó a 74,287.7 mdp, lo que representa una disminución anual del 2.4% en promedio. Los valores del sector eléctrico fueron los más afectados, reduciéndose 14.8% en promedio anual. Respecto del avance a septiembre de 2018, se registran los resultados siguientes:

VALOR Y VOLUMEN DE LAS VENTAS INTERNAS DE GAS NATURAL, A OCTUBRE DE 2018
 (Millones de pies cúbicos y Millones de pesos)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en SIE, “Elaboración de productos petroquímicos”, disponible en <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>, consultado el 20 de noviembre de 2018.

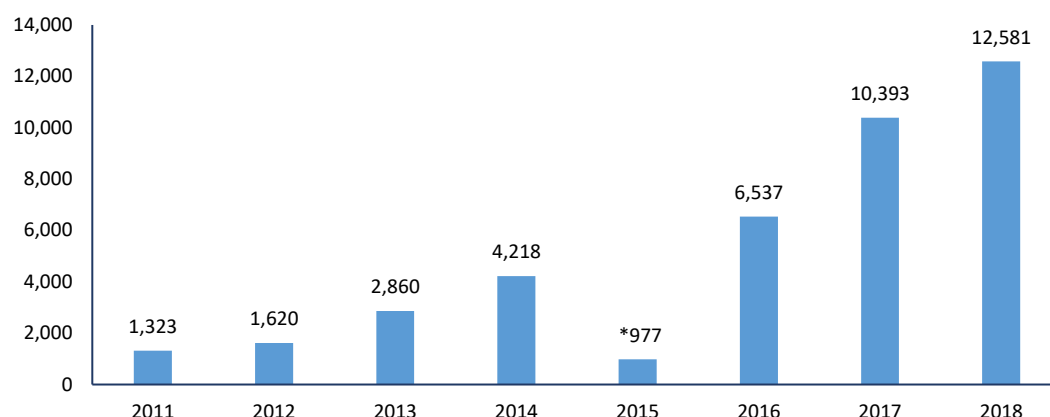
De acuerdo con el gráfico, el volumen a octubre de 2018 fue de 1,759.4 MMpcd mientras que el valor asciende a un monto de 50,352.2 mdp, cifras que se encuentran por debajo de los niveles del 2017 a ese mes, el volumen fue de 21,143.7 MMpcd y el valor de 50,352.2 mdp, por lo que la tendencia a la baja que se observó durante el periodo de evaluación se puede prolongar hasta finalizar el año 2018.

d) Pérdidas de combustibles (robos)

En el Programa Sectorial de Energía 2013-2018, el Gobierno Federal reconoció que, en años recientes, se había incrementado la incidencia del robo y del mercado ilícito de combustibles, problemática que generaba pérdidas y ponía en riesgo tanto a las instalaciones de PEMEX como a los poblados circundantes, para lo cual se estableció la línea de acción referente a: “Salvaguardar la seguridad e integridad física de las instalaciones de transporte y almacenamiento de petrolíferos y supervisar puntos de distribución”.

No obstante, en el periodo 2011-2018 las tomas clandestinas registradas en la infraestructura de transporte de petrolíferos continuaron presentando una tendencia creciente, como se muestra en la gráfica siguiente:

TOMAS CLANDESTINAS, 2011-2018
 (Número de tomas)

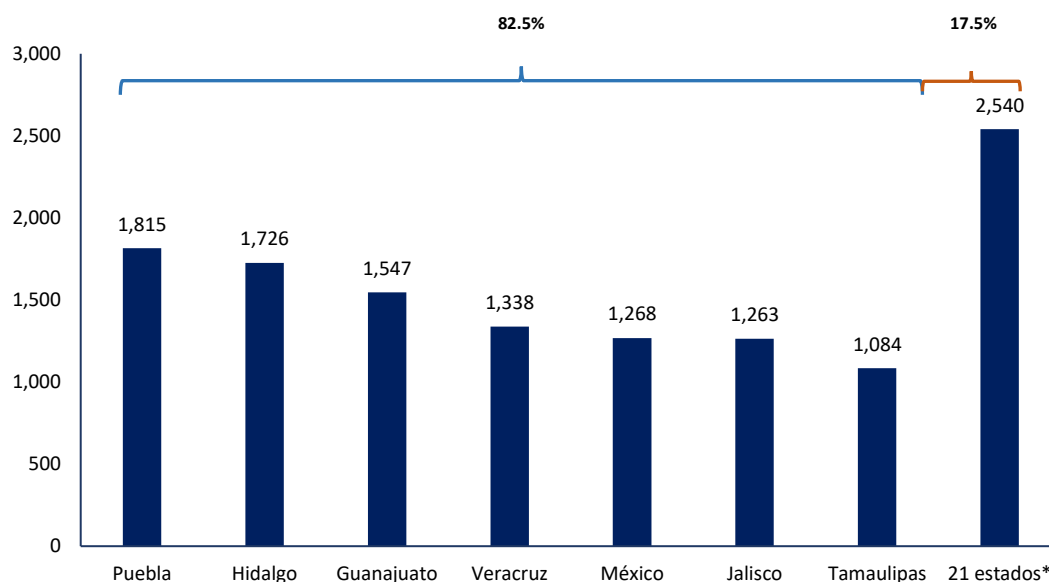


FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la Auditoría de desempeño núm. 475, “Distribución y Comercialización de Gasolinas”, C.P. 2016, y Petróleos Mexicanos, Reportes de tomas clandestinas en 2017 y 2018.

*: Respecto del año 2015, la cifra corresponde al cierre de noviembre-diciembre de ese año, debido a que PLOG argumentó que inició sus operaciones a finales de ese año y no hubo un área encargada de actualizar la información, respecto de las tomas clandestinas, ya que no se encontraba dentro de sus atribuciones.

En el periodo 2011-2018, el número de tomas clandestinas se incrementó en 851.0%, al pasar de 1,323 a 12,581. En 2018, esta problemática se concentró en siete entidades federativas, como se presenta a continuación:

DISTRIBUCIÓN DE LAS TOMAS CLANDESTINAS POR ESTADO, 2018
 (Número de tomas)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Reportes de tomas clandestinas 2018, publicados en la página web de Petróleos Mexicanos.

* Las tomas por entidad federativa son las siguientes: Sinaloa, 412; Tlaxcala, 375; Querétaro, 275; Nuevo León, 223; Morelos, 208; Michoacán, 198; Sonora, 167; Tabasco, 166; Oaxaca, 135; Chihuahua, 112; Baja California, 111; Ciudad de México, 83; Coahuila, 28; Durango, 25; Chiapas, 17; Aguascalientes, 2; Yucatán, 2, y San Luis Potosí, 1. Cabe señalar que en cuatro estados no se registraron tomas clandestinas (Colima, Baja California Sur, Campeche y Zacatecas).

De las 12,581 tomas clandestinas registradas en 2018, el 82.5% (10,041) se presentaron en 7 estados (Puebla, Hidalgo, Guanajuato, Veracruz, México, Jalisco y Tamaulipas), en tanto que las 2,128 tomas restantes (17.5%), se ubicaron en 21 entidades federativas.

Cabe señalar que, en la fiscalización de las Cuentas Públicas de 2014 y 2016, la ASF identificó hallazgos relevantes sobre el aumento de esta problemática y las deficiencias operativas de PEMEX para darle atención, que, en su momento, comunicó a EPE, y se formularon recomendaciones al desempeño.

Con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2014, la ASF practicó la auditoría de desempeño núm. 325-DE "Producción y Distribución de Petrolíferos", realizada a PEMEX Refinación, con la que se identificaron las deficiencias siguientes:

- En 2014, se registraron 4,218 tomas clandestinas que implicaron un crecimiento de 47.5% respecto de 2013 (2,860) y el organismo no proporcionó la información del volumen de las pérdidas derivadas de combustible. Sin embargo, el volumen de combustibles transportados por ductos, se verificó que, en ese año, en los puntos de entrega se registró un volumen faltante de 8,750.4 Mbd, lo que representó el 2.0% del volumen transportado, y 1.82 puntos porcentuales por encima de la diferencia máxima permisible de 0.18%; la diferencia considera las mermas, fugas y tomas clandestinas detectadas.

El 83.0% de las tomas se ubicó en las regiones Centro (36.1%), Norte (24.2%) y Sureste (22.7%), esta situación pone en riesgo las instalaciones de PEMEX, los poblados cercanos e implica una afectación en las finanzas del organismo, pues su costo de reparación ascendió a 447,325.4 mdp.

- En el periodo 2008-2014, la región Pacífico fue la que reportó el mayor incremento en el número de tomas clandestinas identificadas (5,945.4%), en tanto que la región del Golfo fue la única que reportó una disminución de 24.6%.
- En cuanto a los costos de reparación de ductos, en el periodo 2008-2014, éstos se incrementaron en 815.6%, y el monto acumulado en el periodo de referencia fue de 1,439,740.9 miles de pesos, que implicó una afectación en las finanzas del organismo.

Asimismo, en la fiscalización de la Cuenta Pública 2016, la ASF practicó la auditoría de desempeño núm. 475-DE "Distribución y Comercialización de Gasolinas", realizada a PEMEX Transformación Industrial (PTRI) y a PEMEX Logística (PLOG), con la que se identificaron las problemáticas siguientes:

- En 2016, PLOG careció de información confiable sobre el volumen de combustibles perdido, así como del monto económico que representó. Al respecto, la Gerencia de Medición, Calidad y Balances de la Subdirección Comercial de PLOG señaló que, conforme a su Estatuto Orgánico, no tenía dentro de sus funciones generar un análisis y cuantificación volumétrica y monetaria de las pérdidas por robo de combustibles en ductos, y la Coordinación de Asesores de la Dirección General de Pemex Logística proporcionó una nota simple en la que la Subdirección de Operaciones indicó que en 2016 no contó con información relacionada con el volumen de pérdidas de combustibles ni de las pérdidas monetarias, derivadas de la detección de tomas clandestinas, aun cuando es el operador de la logística de petrolíferos, incluidos gasolinas y diésel.
- La carencia de información sobre las pérdidas volumétricas y monetarias derivadas de la sustracción de combustible mediante las tomas clandestinas, así como de estrategias para obtenerla, se contrapone con la misión de PLOG de prestar sus servicios “de manera rentable y sustentable, con altos estándares de (...) confiabilidad y seguridad” y con la acción relevante de “coadyuvar al combate del mercado ilícito de combustibles” establecidas en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2016, porque impide que la empresa conozca con exactitud la magnitud del problema y, en consecuencia, limitó su capacidad para solucionarlo, situación que pone en riesgo la prestación de servicios de logística de petrolíferos, de manera rentable y sustentable, con altos estándares de seguridad y confiabilidad.
- La Gerencia de Gestión Técnica de Salvaguardia Estratégica adscrita a la Subdirección de Salvaguardia Estratégica de PEMEX Corporativo, no dispuso de información confiable sobre el volumen y el costo de las pérdidas de combustible en los poliductos; sin embargo, el Director General de PTRI afirmó, en entrevista pública, que las pérdidas por el robo de combustibles ascendieron aproximadamente a 30 mil millones de pesos anuales y el volumen, a cerca de 26 Mbd. Asimismo, el titular de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) señaló que el quebranto para las finanzas públicas por el robo de combustibles ascendió a 20 mil millones de pesos anuales. La ASF calculó que el volumen señalado por el Director General de PTRI fue equivalente al 8.0% de la producción total de gasolinas, que fue de 325.3 Mbd en ese año.
- La Gerencia de Gestión Técnica de Salvaguardia Estratégica adscrita a la Subdirección de Salvaguardia Estratégica de PEMEX Corporativo, señaló que no se dispuso de sistemas de

medición confiables en la totalidad de las instalaciones de almacenamiento y despacho, así como en los sistemas de distribución y en las instalaciones a lo largo de éstas (válvulas de seccionamiento, estaciones de bombeo, tanques de alivio, trampas de recepción, y envío de diablo), por lo que no fue posible determinar con precisión el volumen ni el monto monetario perdido de combustibles en el proceso de logística de petrolíferos, ni la parte del proceso de transporte y almacenamiento donde se ubican dichas pérdidas.

- La Gerencia de Gestión Técnica de Salvaguardia Estratégica, adscrita a la Subdirección de Salvaguardia Estratégica de PEMEX Corporativo, señaló, sin proporcionar la evidencia, el incremento en 394.1% en el número de tomas clandestinas en el periodo 2011-2016, se debió, principalmente, a la presunta existencia de algunos trabajadores de PEMEX y autoridades de los tres órdenes de gobierno que participan en el mercado ilícito de combustibles, lo que genera pérdidas y pone en riesgo a las instalaciones productivas, a la población y al medio ambiente.
- En 2016, el Sistema SCADA ^{106/} no contribuyó a operar con mayor eficiencia y confiabilidad 47 sistemas de transporte de ducto de hidrocarburos, principalmente 30 poliductos que transportan petrolíferos, en particular gasolinas y diésel, a fin de coadyuvar al combate del mercado ilícito de combustibles, debido a que se presentaron incrementos en el número de tomas clandestinas. Asimismo, la Gerencia de Medición, Calidad y Balances indicó que el sistema no identifica ni disminuye las tomas clandestinas que pueden presentarse en los sistemas de transporte por ducto, únicamente coadyuva con la identificación de los datos operativos de los sistemas de transporte, incluyendo bajas de presión, con lo que se disminuye el tiempo de atención de dichas bajas de presión, que pueden constituir, entre otras cosas, tomas clandestinas. Por esta situación, se constató que PLOG no contó con medidas para los registros de entradas y salidas de gasolinas y diésel, ni generó información clara, sencilla, precisa, confiable y actualizada.

Ante la tendencia creciente en el aumento de la problemática del robo de combustibles, así como de sus repercusiones para PEMEX y la sociedad, resulta necesario que esta empresa productiva del Estado establezca medidas, de carácter urgente, para disminuir de manera radical el robo de

^{106/} El sistema supervisorio de control y adquisición de datos (SCADA) es un sistema que permite el control y monitoreo de los sistemas de transporte de gas natural y gas licuado en tiempo real, los 365 días de año, las 24 horas del día.
Disponible en: <http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Productos+y+servicios/Transporte+por+ductos/SCADA/>

combustibles en toda la cadena de valor de transformación, transporte, distribución y comercialización, a fin de que pueda obtener la totalidad de los recursos que debiera recibir por la venta de sus productos y se reduzcan los costos implícito en la mitigación de daños colaterales que pueden afectar a la población, lo que permitirá que la empresa avance en su estabilidad financiera.

Para profundizar en las causas de esta problemática, con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, la ASF realizará las auditorías de desempeño 478-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria PEMEX Transformación Industrial”, y 474-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria PEMEX Logística”.

e) Comercio exterior

El petróleo crudo mexicano se ha exportado desde hace décadas, esto debido a la falta de infraestructura para su refinación, por lo que los niveles de importación de petrolíferos han aumentado; a continuación, se analizarán los niveles de importación de petrolíferos, petroquímicos y gas natural, así como su exportación.

Los niveles de exportación del petróleo crudo se pueden clasificar tanto a la región geográfica a la que se dirigen (América, Lejano Oriente y Europa) como del tipo de mezcla que se exporta (Maya, Istmo y Olmeca). A continuación, se presentan los niveles de exportación:

VOLUMEN DE EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 2013-2018
 (Miles de barriles diarios)

	Por región				Por tipo de mezcla			
	América	Europa	Lejano Oriente	Total	Olmeca	Istmo	Maya	Total
2013	893.8	178.7	116.3	1,188.8	98.6	102.7	987.4	1,188.8
2014	827.5	214.6	100.1	1,142.2	91.2	133.7	917.3	1,142.2
2015	704.9	248.3	219.2	1,172.4	124.2	194.0	854.2	1,172.4
2016	603.9	272.2	318.3	1,194.4	108.0	152.7	933.7	1,194.4
2017	637.7	219.1	317.2	1,174.0	18.9	85.8	1,069.3	1,174.0
2018	580.5	165.9	242.7	989.1	n.d	n.d	n.d	n.a
Total	4,248.3	1,298.8	1,313.8	6,860.9	441.0	668.8	4,762.0	5,871.8
Promedio	733.6	226.6	214.2	1,174.4	88.2	133.8	952.4	1,174.4
TMCA (%)	(8.1)	5.2	28.5	(0.3)	(33.8)	(4.4)	2.0	(0.3)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en SIE, “Volumen de las exportaciones de crudo por destino geográfico”, disponible en <http://sie.-energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>, consultado el 20 de noviembre de 2018.

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

NOTA: El promedio y la TMCA se calculan de 2013 a 2017, debido a que los datos de 2018 abarcan hasta octubre.

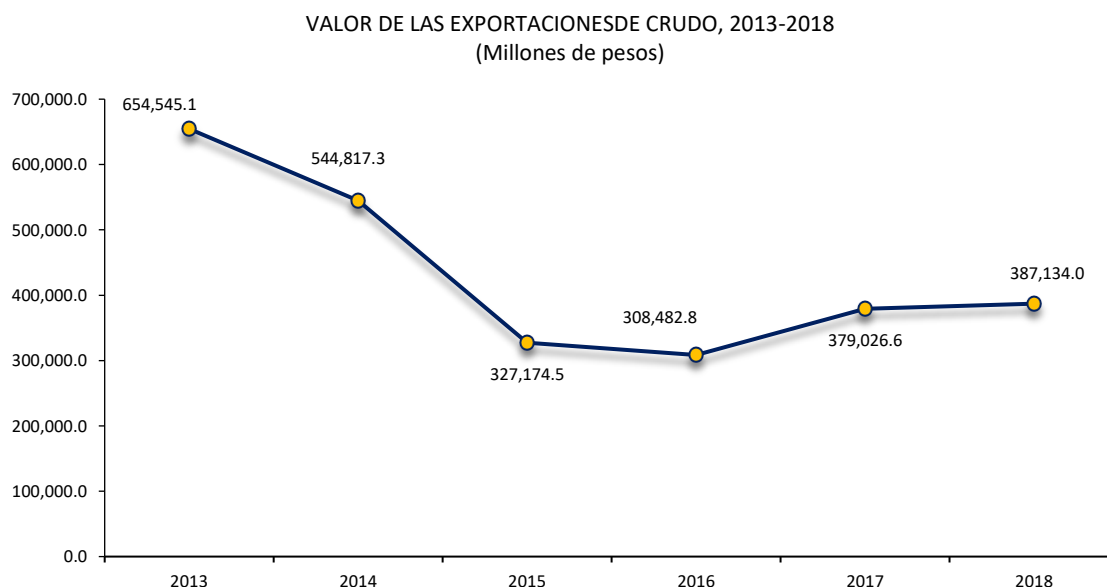
De acuerdo con el cuadro, los niveles de exportación hacia América han disminuido en un 8.1%, pasando de 893.8 Mbd en 2013 a 637.7 Mbd en 2017; sin embargo, han aumentado

significativamente al Lejano Oriente en un 28.5%, rebasando en 2017 los 116.3 Mbd de 2013 en 219.1 Mbd. El nivel de exportación a Europa también aumentó en un 5.2% en un promedio anual.

Respecto de los tipos de mezclas, el crudo Maya es el que tiene los mayores niveles de exportación, aumentando en un 2.0% en promedio anual, mientras que el Olmeca ha bajado su exportación en un 33.8%, y como se observa en el cuadro, a octubre de 2018 no se ha exportado ni un solo barril.

Por lo anterior, el tipo de crudo del que más se exporta es el crudo pesado (Maya), el cual es más difícil de refinar, mientras que el que más ha bajado su exportación es el crudo más ligero (Olmeca), seguido por el Istmo que es un crudo medio. En términos generales, la exportación de crudo ha bajado en un 0.3%, en 2013 se exportaban 1,188.8 miles de barriles diarios, que han pasado a 1,174.0 en 2017.

El valor que las exportaciones de crudo han generado ha ido a la baja, debido a la caída internacional de los precios del petróleo por el aumento de la demanda, en el gráfico siguiente se observa dicho comportamiento:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en SIE, "Volumen de las exportaciones de crudo por destino geográfico", disponible en <http://sie-energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>, consultado el 20 de noviembre de 2018.

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios del 2017.

La disminución del valor de las exportaciones de 2013 a 2017 es del 12.8%, en el inicio del periodo generaba alrededor de 654,545.1 mdp, pero a 2017 generó solamente 379,026.6 mdp; a septiembre de 2018 esta cifra aumentó en 8,107.4 mdp, por lo que, si los precios del petróleo a nivel

internacional siguen la tendencia al alza, esta cifra (que ya supera a la del año anterior) podría aumentar.

Respecto del volumen de exportación, de 2013 a 2017 el petróleo crudo representó en promedio más del 80.0% de éstas, mientras que el resto correspondió a los condensados, gas natural, petrolíferos y petroquímicos. Del total de exportaciones del periodo de evaluación, 81,3366 MMbd de 95,427.0 correspondieron al petróleo crudo en sus diferentes mezclas, como se observa en el cuadro siguiente:

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total	TMCA
Exportaciones	1,188.7	1,142.2	1,172.4	1,194.4	1,174.0	989.1	4,250.5	(0.3)
Petróleo crudo (MMbd)	98.6	91.2	124.2	108.0	18.9	0.0	2,129.3	(33.8)
olmeca	102.7	133.7	194.0	152.7	85.8	30.7	1,072.1	(34.5)
Istmo	987.4	917.3	854.2	933.7	1,069.3	958.4	1,049.1	2.0
Maya*	5.1	1.9	1.1	0.0	0.0	0.0	8.1	(100.0)
Condensados	3.1	4.1	2.7	2.2	1.7	1.1	14.9	(13.9)
Gas Natural (MMpcd) **	176.3	199.3	193.7	185.5	158.0	113.3	1,026.1	(2.7)
Petrolíferos **	614.3	406.1	333.8	124.7	60.5	42.1	1,581.5	(44.0)
Petroquímicos (Mt) **	1,966.7	861.4	2,262.9	3,011.6	3,034.2	2,531.0	13,667.8	11.4
Importaciones **	1,289.7	135.8	1,415.8	1,933.9	1,766.0	1,153.6	7,694.8	23.8
Gas Natural (MMpcd)	602.9	640.3	739.8	799.5	935.4	800.4	4,518.3	30.8
Petrolíferos	74.1	85.3	107.3	278.2	332.8	577.0	1,454.7	88.5
Petroquímicos (Mt)	1,188.7	1,142.2	1,172.4	1,194.4	1,174.0	989.1	4,250.5	(0.3)
Exportaciones netas	20.8	892.2	(559.2)	(1,504.8)	(1,640.0)	(1,385.4)	(6,786.7)	

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en SIE, “Volumen del comercio internacional de hidrocarburos y sus derivados”, disponible en <http://sie.-energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>, consultado el 20 de noviembre de 2018.

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

NOTA: En el total y la TMCA comprenden únicamente de 2013 a 2017, debido a que las cifras de 2018 abarcan solo a septiembre.

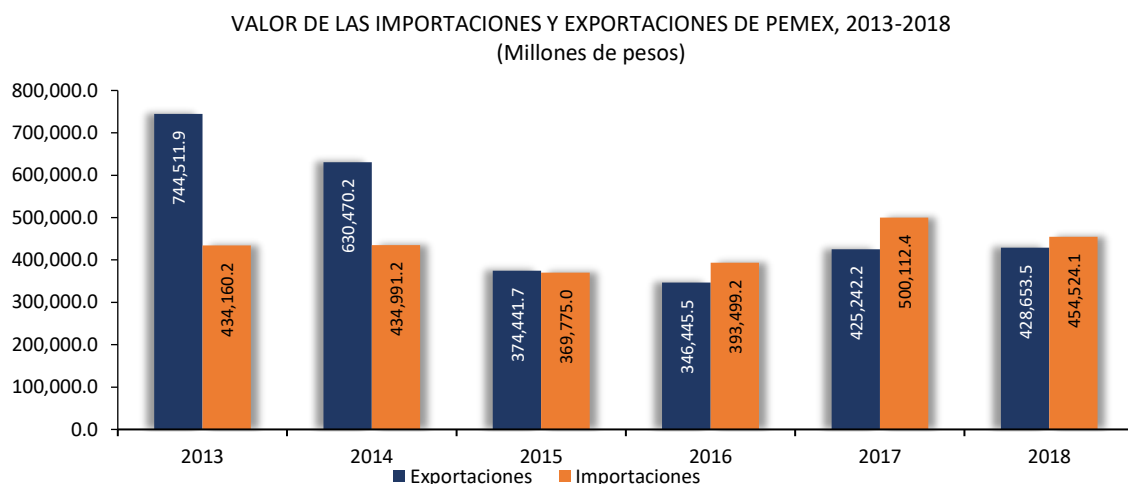
* Incluye crudo Altamira y Talam.

** Incluye las transacciones realizadas directamente por Pemex Gas y Petroquímica Básica

Las exportaciones han disminuido en 0.3% en promedio anual, que, como ya se mencionó, ha sido debido a la baja en la exportación de petróleo crudo olmeca; asimismo los condensados han caído en un 100.0% sus niveles de exportación, ya que desde 2016 a la fecha no se han exportado nada. El crudo del Istmo es el único que ha tenido un crecimiento en sus exportaciones, con el 2.0%.

Las importaciones, por el contrario de las exportaciones, han crecido en un 23.8% en promedio anual. Los productos petrolíferos han sido los más importados, ya que pasó de 74.1 miles de toneladas (Mt) en 2013, a 577.0 Mt en 2017, lo que representa un crecimiento del 88.5% en promedio.

El nivel de exportaciones netas que se encuentra en negativos, debido a que la balanza comercial se encuentra en déficit, por lo que el volumen de las importaciones rebasa por mucho las exportaciones de PEMEX. Esta situación se refleja en el valor de las importaciones y exportaciones a partir de 2016 al avance a 2018, ya que de 2013 a 2015, el valor de las exportaciones era mayor que el de las importaciones, sin importar que el volumen fuera menor. Como se muestra en el gráfico siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en SIE, “Volumen de las exportaciones de crudo por destino geográfico”, disponible en <http://sie.-energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>, consultado el 20 de noviembre de 2018.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios del 2017.
 En 2018 los datos abarcan únicamente a septiembre.

En 2013, a pesar de que el volumen de las importaciones fue mayor al de las exportaciones, el valor de las segundas superó al de las primeras en 310,351.8 mdp; en 2014 sucedió lo mismo, sólo que la cifra disminuyó a 195,479.0 mdp. En 2015, 4,666.7 mdp fueron la diferencia para que se lograra un equilibrio comercial; durante éstos tres años se tuvo un superávit en la balanza comercial, escenario que a partir de 2016 se convertiría en un déficit, ya que el valor de las importaciones comenzó a superar el de las exportaciones, lo que podría adjudicarse a la depreciación del peso frente al dólar.

De acuerdo con el cuadro, la exportación de petrolíferos por parte de los particulares, creció 30.2% en el periodo analizado. La exportación de gas licuado, la gasolina, la turbosina, el diésel y el combustóleo han aumentado su exportación. En total, los particulares han exportado 4,493 miles de barriles, lo que representa el 5.5% de las exportaciones de PEMEX, que son 81,366.4 Mbd.

Se concluye que, durante el periodo de evaluación, la producción de petróleo crudo ha disminuido en un 6.3%, ya que en 2013 se producían 921,600.0 MMb y a 2017 esta ha caído a 711.2 MMb, lo

cual puede tener relación directa con la falta de infraestructura de PEMEX para realizar las tareas de exploración y extracción en campos no convencionales, y que se arriesgue, en su mayoría, por las aguas someras y no profundas. A septiembre de 2018, la tendencia es la misma, a la baja, ya que se han producido en promedio 508.6 MMb y falta únicamente un trimestre para que el año termine.

Respecto de la producción de gas natural, este también ha tenido una caída del 5.3% en promedio anual, ya que pasó de 2,317,690.4 MMpcd en 2013, a 1,862,213.0 MMpcd en 2017. La mayoría de la producción de este gas se ha dado en aguas someras, seguida de la zona norte y finalmente la zona sur. Asimismo, los niveles de producción del gas asociado son mayores que los del no asociado, esto quiere decir que la mayoría del gas se encuentra en conjunto con los yacimientos de petróleo.

La producción de petrolíferos y petroquímicos por parte de PEMEX ha disminuido en 12.0% y 10.3%, respectivamente. De los primeros los combustóleos ha sido el que menos se ha producido, con una baja de 24.6% en promedio anual, mientras que de los petroquímicos los derivados del etano han descendido en 17.6% en promedio anual. A pesar de que las disminuciones de ambos no se encuentran tan alejadas, en las ventas internas el volumen de petroquímicos ha crecido en un 0.9%, mientras que el de petrolíferos ha bajado en 0.3%.

En el caso de las ventas internas, para los petrolíferos, se tiene que tanto en volumen como el valor ha disminuido, en el caso del volumen se presentó una tasa media de crecimiento negativa en 2.6%, lo que significó que su valor cayera en promedio anual en 5.3%. Mientras que, para los petroquímicos, su valor ha caído considerablemente, en 9.1%, aunque su volumen creció en 0.9%.

Se tiene que considerar también que los petrolíferos se utilizan como combustibles, son de acceso inmediato, y no requieren de mayor transformación que la que ya sufrieron, en cambio los petroquímicos son utilizados como materias primas por lo que sólo le dan un mínimo de su valor al producto final. Al tercer trimestre de 2018, el volumen y el valor de los petroquímicos y petrolíferos se encuentran por debajo de los niveles en el trimestre del año anterior.

Las ventas internas de gas natural de 2013 a 2017, se concentraron en cuatro sectores: autogeneración, comercializador, industrial-distribuidor y eléctrico. Los cuales, en conjunto, tuvieron una caída en el volumen y el valor de sus ventas. Pasaron de 3,463.5 MMpcd en 2013, a 2,623.1 MMpcd en 2017, lo que significó una disminución del 6.7% en promedio anual del volumen; el valor cayó en 2.4%, a inicios del periodo el monto fue de 81,775.4 mdp, para el último año a 74,287.7 mdp.

De 2013 a 2018, el volumen comercializado en el mercado interior fue de: 9,812.6 MMbd en petrolíferos, 23,038.2 MMT de petroquímicos, 16,131.7 MMpcd de gas natural y el valor que éstos adquirieron fue de 4,765,241.8, 201,748.6 y 377,511.4 mdp, respectivamente.

Por lo que se refiere a las pérdidas, en el periodo 2011-2018, el número de tomas clandestinas se incrementó en 851.0%, al pasar de 1,323 a 12,581, al respecto con los datos observados la ASF estima que, de no atender las causas de esta problemática, el número de tomas clandestinas podría incrementarse 69.0% en promedio anual, al pasar de 12,581.0 en 2018 a 18,264.0 en 2023, cifra mayor que el crecimiento promedio de 2011-2018, de 38.0%.

En relación con el comercio exterior, de los hidrocarburos y sus derivados, el petróleo crudo únicamente se exporta, no se importa ninguna mezcla proveniente de otro país. De 2013 a 2017, se exportaron en promedio 6,860.9 Mbd; asimismo, se tuvo una disminución en los niveles de exportación del 0.3% en promedio anual. La exportación en América disminuyó en 8.1%, mientras que en Europa y el Lejano Oriente creció en un 5.2% y 28.5%, respectivamente. La mezcla mexicana que más cayó en exportación, fue el crudo Olmeca, el más ligero que se produce en México, en un 33.8%, seguido por el Istmo con un 4.4%, mientras que el Maya subió sus niveles de exportación en un 2.0%.

El valor de las exportaciones de petróleo crudo ha ido decreciendo, debido a la baja de los precios internacionales del petróleo. En 2013 fue de un total de 654,545.1 mdp a 379,026.6 mdp en 2017; sin embargo, debido a la ligera recuperación de los precios del petróleo a septiembre de 2018, la cifra es mayor que el total de 2017 en 8,107.4 mdp.

En conjunto, la balanza comercial se encuentra en déficit, ya que se importa más de lo que se exporta, las exportaciones han caído en 1.5%, y las importaciones han crecido en 9.5%, en relación con el volumen. Respecto del valor de éstas, a partir de 2016 se volvió deficitario, ya que de 2013 a 2015, a pesar de que los niveles de importaciones eran mayores, el valor de las exportaciones era más alto.

2.3.5. Reducción de los costos de producción

En este apartado se analiza el promedio de los costos de producción que PEMEX ha presentado en el periodo 2013-2017, para la producción de gasolina Magna, gasolina Premium y Diésel.^{107/}

En el periodo 2013-2017, los costos de producción de los bienes comercializados por PEMEX presentaron una disminución, en el caso de la gasolina magna en 2013 presentó un costo promedio de producción de 2.0 miles de pesos por barril y para 2017 sus costos de producción disminuyó a 1.3, lo que significó un decrecimiento del 10.2%, en promedio anual; en el caso de la Premium también presentó una disminución en promedio de 10.2% con respecto al 2013, pasando de 2.0 miles de pesos por barril a 1.3 miles de pesos por costo de producción por barril; el diésel tuvo en promedio una mayor disminución del 10.9 puntos porcentuales, pasando de 1.9 a 1.2 miles de pesos en promedio del costo de producción por barril, en los años 2013-2017, respectivamente, como se observa en el cuadro siguiente:

COSTO PROMEDIO DE PRODUCCIÓN DE GASOLINAS Y DIESEL, 2013-2017
 (Miles de pesos)

AÑO	GASOLINA PEMEX MAGNA	GASOLINA PEMEX PREMIUM	PEMEX DIÉSEL
2013	2.0	2.0	1.9
2014	1.8	1.9	1.7
2015	1.2	1.4	1.1
2016	1.0	1.1	0.9
2017	1.3	1.3	1.2
TMCA (%)	(10.2)	(10.2)	(10.9)

FUENTE: Elaborado por la ASF con información proporcionada por PEMEX mediante el oficio A/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/377/2018 con fecha del 23 de abril de 2018.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

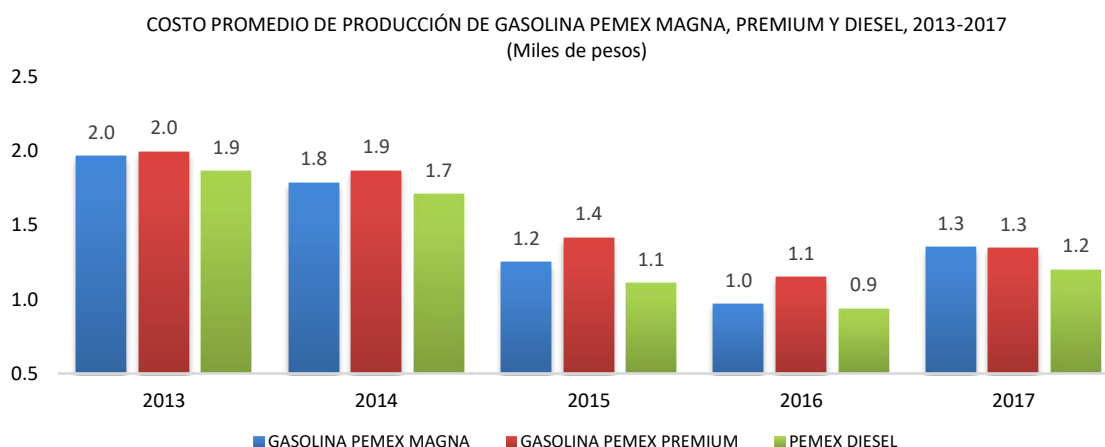
NOTA 2: Las cifras se encuentran en miles para que los datos sean significativos.

La disminución de los costos de producción, se debe a diferentes factores entre los que destacan la baja de los precios internacionales del petróleo, así como a la reducción en tiempos de perforación y desarrollo de pozos; no obstante, como ya se mencionó con anterioridad la producción de hidrocarburos ha ido en descenso por la menor producción de petróleo.

El comportamiento de los tres productos que se analizan en este apartado fue muy similar, ya que de manera gráfica se observa que desde 2013 los costos promedios de gasolinas y diésel fueron en descenso; el año en el que mayor disminución de los costos de producción se registró fue 2016, donde el costo de producir gasolina magna y diésel casi fueron el mismo, para 2017 los costos de

^{107/} Cabe mencionar que, para el desarrollo de este análisis, el monto de las cifras está proyectado en miles de pesos ya que si se reducía a millones las cifras no serían representativas.

producción aumentaron nuevamente, pasando de 0.9 miles de pesos en 2016 a 1.2 miles en promedio por barril de diésel y de 1.0 de gasolina magna en 2016 a 1.3 en 2017.



FUENTE: Elaborado por la ASF con información proporcionada por PEMEX mediante el oficio CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/377/2018 con fecha del 23 de abril de 2018.

Se concluye que, si bien la reducción de los costos de producción es positiva, se debe considerar que esta situación no se ha visto reflejada en una reducción en el precio final a los consumidores, esto debido a que la disminución de la producción ha obligado a incrementar el volumen de importaciones, los cuales están referenciados a precios internacionales. Lo anterior da un indicio de que los avances en la implementación de la reforma energética en la materia aún no son plausibles, pues su aplicación no se ha consolidado completamente, por lo que se debe considerar que aún falta inversión en el sector para que la producción aumente, y con ello se vea una disminución en el precio pagado por el consumidor final.

2.3.6. Desempeño financiero de PEMEX

Debido a que el Plan de Negocios de PEMEX no establece las métricas financieras que proyectaban obtener por la implementación de la Reforma Energética, la ASF revisó los elementos siguientes con la finalidad de analizar el desempeño financiero de la empresa para el periodo 2013 a 2017: a) Estados Financieros Consolidados (auditados) al 31 de diciembre de los años 2013-2017 (PEMEX Corporativo), y b) evolución de indicadores financieros generales 2013-2017. El análisis de los puntos anteriores, se presenta a continuación:

a) Estados financieros consolidados (auditados)

A continuación, se presenta un resumen de la información financiera reportada por PEMEX en su balance general y su estado de resultados. Dicha información fue utilizada por la ASF para calcular y analizar las razones financieras de actividad y ciclo;^{108/} liquidez,^{109/} y apalancamiento,^{110/} así como para evaluar la rentabilidad y generación de valor económico.

Balance General

Los principales elementos del Balance General de PEP (activo, pasivo y patrimonio), correspondientes a 2017, se presentan en el cuadro siguiente:

^{108/} Permiten analizar el grado de actividad con que la empresa mantiene niveles de operación adecuados, a fin de evaluar los niveles de producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados.

^{109/} Analizan la disponibilidad de fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros de una empresa a su vencimiento. Miden la adecuación de los recursos de la empresa para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo.

^{110/} Evalúan el exceso de activos sobre pasivos y, por lo tanto, la suficiencia del capital contable de la empresa. Sirven para examinar la estructura de capital contable de la entidad en términos de la mezcla de sus recursos financieros y la habilidad de la entidad de satisfacer sus compromisos a largo plazo y sus obligaciones de inversión.

BALANCE GENERAL DE PEMEX, 2013 - 2017
 (Millones de pesos)

Balance General	Dic-13	Dic-14	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Var (%)
Efectivo y Equivalentes	80,745.7	117,988.5	109,368.9	163,532.5	97,851.8	21.2
Cuentas por Cobrar	122,512.0	114,423.0	79,245.8	133,220.5	170,645.2	39.3
Inventarios	56,914.5	49,938.7	43,770.9	45,892.1	63,858.9	12.2
Activos disponibles para la venta	17,728.6	5,414.6	33,213.8	7,896.2	1,056.9	(94.0)
Instrumentos financieros derivados	6,741.6	1,562.6	1,601.1	4,857.5	30,113.5	346.7
Activo Corriente	284,642.4	289,327.3	267,200.5	355,398.8	363,526.3	27.7
Inversión en Asociadas	16,779.5	22,014.8	24,165.6	23,154.6	16,707.4	(0.4)
Documentos por cobrar y otras inversiones	-	-	3,944.7	154,635.1	148,492.9	3,664.4
Inmuebles, Mobiliario y Equipo, Neto	1,721,578.7	1,783,374.1	1,344,483.6	1,667,742.2	1,436,509.3	(16.6)
Impuestos diferidos	2,493.2	4,142.6	54,900.4	100,324.7	146,192.5	5,763.7
Otros Activos No Circulantes	21,896.5	29,509.5	80,959.4	28,630.5	20,573.7	(6.0)
Activo no Corriente	1,762,747.9	1,839,041.0	1,508,453.7	1,974,487.2	1,768,475.8	0.3
Activo Total	2,047,390.4	2,128,368.3	1,775,654.2	2,329,886.0	2,132,002.1	4.1
Pasivo Financiero Corto Plazo	90,676.9	145,866.2	192,508.7	176,166.2	157,209.5	73.4
Proveedores	106,745.2	116,178.3	167,314.2	151,649.5	139,955.4	31.1
Impuestos por pagar	41,289.5	42,420.1	43,046.7	48,839.6	51,005.0	23.5
Cuentas y gastos acumulados	14,194.7	12,235.0	13,237.4	18,666.6	23,211.4	63.5
Instrumentos financieros derivados	6,284.5	17,459.7	27,300.7	30,868.0	17,746.0	182.4
Pasivo Corto Plazo	259,190.8	334,159.3	443,407.7	426,189.9	389,127.2	50.1
Pasivos Financieros Largo Plazo	750,563.5	997,384.3	1,300,873.2	1,807,004.5	1,880,665.6	150.6
Pasivo laboral	1,119,207.9	1,474,088.5	1,279,385.4	1,220,409.4	1,258,436.1	12.4
Impuestos diferidos	27,059.7	4,315.9	2,183.8	4,134.5	4,253.9	(84.3)
Provisión para créditos diversos	69,209.4	78,422.9	73,191.8	88,317.9	87,677.4	26.7
Otros pasivos de largo plazo	7,405.7	7,718.1	8,288.1	16,837.9	14,194.2	91.7
Pasivo Largo Plazo	1,973,446.2	2,561,929.8	2,663,922.4	3,136,704.3	3,245,227.3	64.4
Pasivo Total	2,232,637.0	2,896,089.1	3,107,330.1	3,562,894.2	3,634,354.5	62.8
Patrimonio aportado	229,918.5	178,335.4	238,335.4	400,275.0	400,275.0	74.1
Resultado del ejercicio (controladora)	(169,865.6)	(265,203.2)	(712,435.0)	(191,645.6)	(280,844.9)	65.3
Resultados acumulados (controladora)	(117,739.9)	(287,605.5)	(552,808.8)	(1,280,217.0)	(1,471,862.6)	1,150.1
Otros resultados integrales del ejercicio	254,271.9	(265,528.8)	88,571.5	127,650.3	11,512.3	(95.5)
Otros resultados integrales acumulados	(383,337.6)	(129,065.6)	(394,594.5)	(291,049.8)	(163,399.4)	(57.4)
Participación No Controladora	503.9	344.8	253.3	976.7	965.1	91.5
Otras Cuentas del Capital	1,002.1	1,002.1	1,002.1	1,002.1	1,002.1	0.0
Patrimonio Total	(185,246.6)	(767,720.9)	(1,331,675.9)	(1,233,008.1)	(1,502,352.4)	711.0
Pasivo Total y Capital Contable	2,047,390.4	2,128,368.3	1,775,654.2	2,329,886.0	2,132,002.1	4.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEMEX, correspondientes a los ejercicios fiscales 2013-2017. Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres establecidos en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo.

De la tabla anterior destacan los cambios entre los años 2013 y 2017 de las partidas siguientes: a) disminución de los inmuebles, mobiliario y equipo (neto) en 16.6%, lo que obedece a la falta de reemplazo de la planta productiva por los deterioros y depreciaciones que ha registrado PEMEX, principalmente; b) incremento del Pasivo de Corto plazo en 50.1%; c) incremento del Pasivo Financiero de Largo Plazo en 150.6%; d) incremento en el Patrimonio Aportado de 74.1%, debido principalmente al reconocimiento en el patrimonio de PEMEX de 135,439.6 mdp (neto) derivado del pago de pensiones y planes de jubilación que asumió el Gobierno Federal en 2016 , y e) incremento

en las pérdidas de los ejercicios de 1,609,994.3 mdp, principal causa del incremento del patrimonio negativo en 711.0%.

En el análisis efectuado al Estado Consolidado de Flujos de Efectivo, se observó que en 2013 las actividades de operación contribuían al monto neto del efectivo y equivalentes en 42.8%, y para 2017 disminuyó su contribución en 9.5 punto porcentuales, situándose en 33.3%. Por otra parte, en el mismo periodo, las inversiones (inmuebles, mobiliario y equipo) efectuadas por PEMEX representaba en la generación de efectivo 54.9% en 2013, disminuyendo a 42.4% en 2017. Finalmente, el flujo generado en actividades de financiamiento tuvo un crecimiento en su participación de 22.0 puntos porcentuales, pasando de 2.3% en 2013 a 24.3% en 2017.

RESUMEN DEL ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DE PEMEX, 2013 - 2017
 (Millones de pesos)

Estado Consolidado de Flujos de Efectivo	2013	2014	2015	2016	2017
Efectivo y equivalentes de efectivo a inicios del año	119,234.9	80,745.7	117,988.5	109,368.9	163,532.50
Flujo neto de efectivo de actividades de operación	190,336.5	134,356.1	98,937.8	(41,898.1)	63,397.5
Flujo neto de efectivo de actividades de inversión	(244,196.4)	(222,667.6)	(249,133.1)	(132,492.8)	(80,690.9)
Flujo neto de efectivo de actividades de financiamiento	10,258.9	117,112.4	132,615.4	211,750.3	(46,254.8)
(Decremento) incremento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(43,600.9)	28,800.9	(17,579.9)	37,359.4	(63,548.2)
Efectos de conversión en moneda extranjera en el efectivo	5,111.7	8,441.90	8,960.2	16,804.3	(2,132.5)
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin del año	80,745.7	117,988.5	109,368.9	163,532.5	97,851.8
FEL (mdp)	(56,729.7)	(97,916.4)	(156,875.9)	(194,916.7)	(28,462.0)

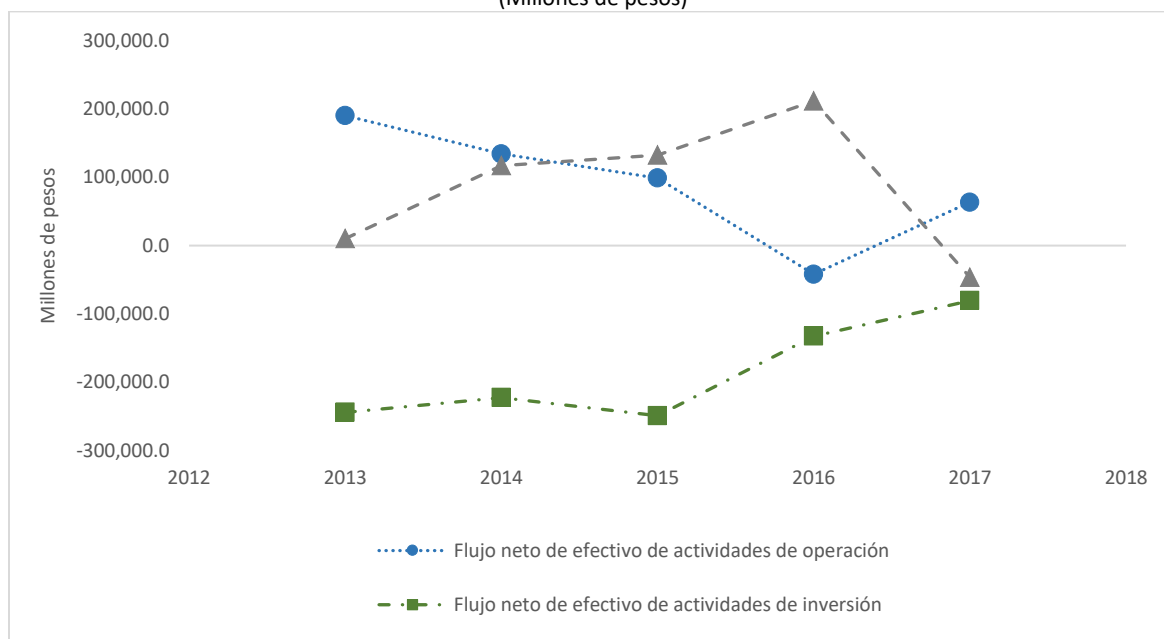
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados de PEMEX, correspondientes a los ejercicios 2013-2017.

FEL: Flujo de Efectivo Libre el cual se calcula restando la Inversión en activos productivos y explotación al Flujo neto de efectivo de actividades de operación.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo.

En la siguiente gráfica, se observa el comportamiento del uso y generación de efectivo, destacando el crecimiento de los movimientos en las actividades de financiamiento, mientras que los movimientos en actividades de operación e inversión disminuyen en el periodo de análisis.

FLUJO DE EFECTIVO DE PEMEX POR ACTIVIDAD, 2013 - 2017
 (Millones de pesos)



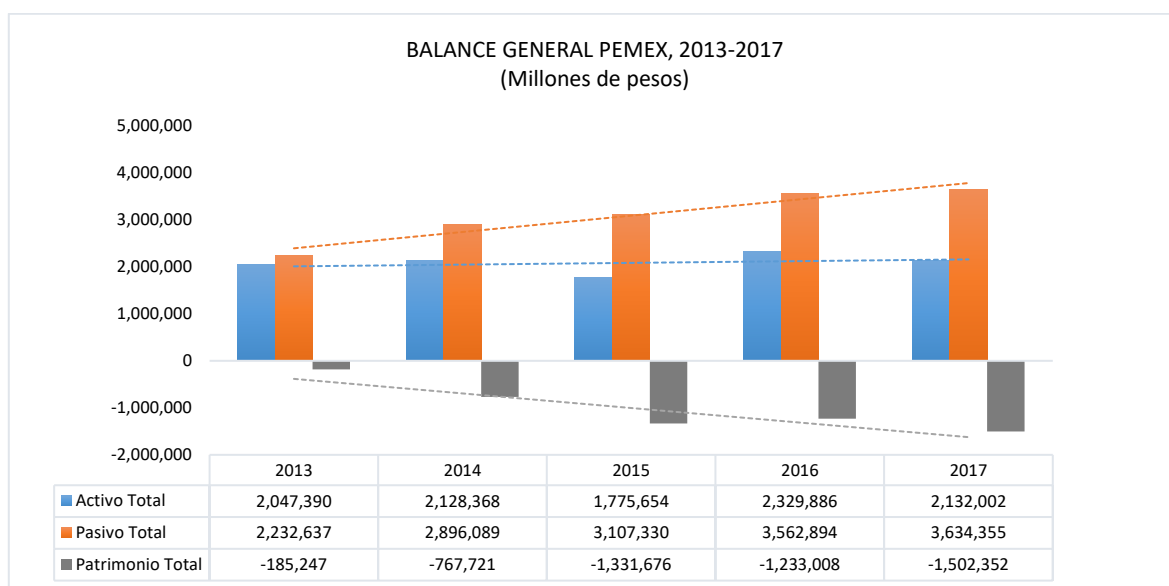
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados de PEMEX, correspondientes a los ejercicios 2013-2017.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo.

El flujo de efectivo libre (FEL) es una medida de generación de efectivo, y se usa como un indicador de la capacidad de la empresa para cubrir capital e intereses provenientes de la deuda, así como la capacidad de pago de dividendos. Se calcula con la información del Estado de Flujos de Efectivo, descontando las inversiones que hizo la empresa en activos productivos al flujo neto de efectivo proveniente de actividades de operación. La ASF efectuó un cálculo del FEL considerando la información del Estado Consolidado de Flujos de Efectivo de PEMEX.

Del análisis de Flujo de Efectivo Libre (FEL) del periodo 2013-2017, se determinó que la EPS tuvo en FEL negativo, por lo que no tuvo capacidad de pago de deuda y reparto de dividendos en el periodo analizado.

La distribución del activo, pasivo y capital de PEMEX en el periodo 2013-2017, se muestra en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados de PEMEX, correspondientes a los ejercicios 2013-2017.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo.

Desde el cierre de 2013 al de 2017, en términos nominales, el activo total de PEMEX aumentó 4.1%, al pasar de 2,047,390.4 a 2,132,002.1 mdp; sin embargo, sus pasivos totales aumentaron 62.8%, al pasar de 2,232,637.0 a 3,634,354.4 mdp. En cada uno de los periodos de análisis PEMEX registró pérdidas, lo que incremento su patrimonio total negativo en 711.0%, al pasar de (185,246.6) mdp a (1,502,352.4) mdp. Las aclaraciones realizadas por PEMEX sobre las variaciones antes presentadas se encuentran el Anexo XVIII del presente documento.

Otro elemento importante, en el análisis, es la inversión que ha realizado la empresa (CAPEX por sus siglas en inglés) ^{111/} en la adquisición y mejora sus activos productivos. El siguiente cuadro resumen los movimientos de estas inversiones/desinversiones, y se comparan con el cambio en el pasivo financiero.

^{111/} El CAPEX (Capital Expenditures, por sus siglas en inglés), son erogaciones o inversiones de capital que crean beneficios para la empresa. Los CAPEX son utilizados por las empresas para adquirir o mejorar los activos fijos tales como el mobiliario o equipo. Se obtiene sumando la depreciación del ejercicio, al saldo de los inmuebles, mobiliario y equipo, y restando el saldo de los inmuebles, mobiliario y equipo del ejercicio anterior. Universidad de Chile. Propuesta de mejora al proceso de elaboración y gestión de proyectos de inversión (CAPEX). Santiago de Chile. 2013.

CAPEX O INVERSIONES EN BIENES PRODUCTIVOS, PEMEX, 2014-2017
 (Millones de pesos)

	CAPEX	dic-14	dic-15	dic-16	dic-17	Total 2014 a 2017
	Inmuebles, Mobiliario y Equipo, Neto - saldo del ejercicio	1,783,374.1	1,344,483.6	1,667,742.2	1,436,509.3	
(-)	Inmuebles, Mobiliario y Equipo, Neto - saldo del ejercicio inmediato anterior	1,721,578.7	1,783,374.1	1,344,483.6	1,667,742.2	
(+)	Depreciación registrada del ejercicio	143,074.8	167,951.3	150,439.5	156,704.5	618,170.1
(=)	CAPEX	204,870.2	(270,939.2)	473,698.1	(74,528.4)	333,100.7

CAMBIO EN LA DEUDA FINANCIERA DE PEMEX, 2014-2017
 (Millones de pesos)

	Pasivos Financieros	dic-14	dic-15	dic-16	dic-17	Total 2014 a 2017
	Pasivo financiero de corto y largo plazo - saldo del ejercicio	1,143,250.5	1,493,381.8	1,983,170.7	2,037,875.1	
	Cambio anual del pasivo financiero respecto del año inmediato anterior	302,010.1	350,131.3	489,788.9	54,704.4	1,196,634.7

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEMEX, correspondientes a los ejercicios fiscales 2013-2017.

N.A: No aplica.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo.

De 2014 a 2017, la empresa registró una depreciación de sus inmuebles, mobiliario y equipo en 618,170.1 millones de pesos, mientras que su CAPEX del periodo 2014-2017 fue de 333,100.7 millones de pesos. Comparando el CAPEX con la depreciación antes indicada, la velocidad con la que PEMEX ha invertido en nuevos activos productivos y mejoras resulta inferior a la velocidad con la que los ha depreciado y/o deteriorado.

Por otra parte, la contratación de deuda financiera (corto y largo plazo) adicional ascendió en el periodo 2014-2017 a 1,196,634.7 mdp, siendo superior en 259.2% al CAPEX del mismo periodo, por lo que la contratación de la nueva deuda contratada no muestra una relación directa con inversiones en activos productivos.

Como se señala en el periodo 2014 a 2017, PEMEX registró deterioros que afectan al saldo en sus inversiones en inmuebles, mobiliario y equipo por 320,720.6 mdp, lo cual explica en parte la disminución del saldo de la cuenta de inmuebles, mobiliario y equipo de 16.6%.

DETERIOROS REGISTRADOS EN INMUEBLES, MOBILIARIO Y EQUIPO, PEMEX 2014-2017
 (Millones de pesos)

	2014	2015	2016	2017	Total 2014 a 2017
Deterioro del periodo	(22,645.7)	(477,944.6)	331,314.34	(151,444.5)	(320,720.6)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEMEX, correspondientes a los ejercicios fiscales 2013-2017.

Estado de Resultados

Los ingresos, costos, gastos e impuestos de PEMEX, correspondientes al periodo 2013 - 2017, fueron los siguientes:

ESTADO DE RESULTADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 a 2017
 (Millones de pesos)

Estado de Resultados	Dic-13	Dic-14	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Var (%)
Ingresos por ventas	1,608,204.6	1,586,727.9	1,166,362.5	1,079,545.7	1,397,029.7	(13.1%)
Costo directo	814,006.3	865,280.5	895,068.9	867,580.6	1,004,204.9	23.4%
Resultado Bruto	794,198.3	721,447.4	271,293.6	211,965.0	392,824.8	(50.5%)
Gastos de Operativo/Administrativo	131,102.9	143,519.8	(54,637.3)	137,884.8	141,829.1	8.2%
Resultado de Operación	663,095.4	577,927.6	325,930.9	74,080.3	250,995.7	(62.1%)
Resultado Financiero, Neto	(30,850.8)	(48,544.9)	(52,782.7)	(85,095.2)	(101,478.7)	228.9%
Resultado Cambiario, Neto	(3,951.5)	(76,999.2)	(154,765.6)	(254,012.7)	23,184.1	(686.7%)
Instrumentos Derivados	1,311.0	(9,438.6)	(21,449.9)	(14,001.0)	25,338.3	1,832.7%
Resultado Integral de Financiamiento	(33,491.3)	(134,982.6)	(228,998.2)	(353,108.9)	(52,956.2)	58.1%
Otros Productos / Gastos, Neto	65,233.6	37,586.8	(477,999.8)	352,405.8	(145,910.0)	(323.7%)
Resultado Antes de Impuestos	694,837.6	480,531.8	(381,067.2)	73,377.1	52,129.4	(92.5%)
Impuestos y Derechos del Ejercicio	864,896.1	746,074.8	331,500.2	264,521.4	332,980.0	(61.5%)
Resultado Neto	(170,058.4)	(265,543.0)	(712,567.4)	(191,144.3)	(280,850.6)	65.1%
Otros resultados integrales	254,270.2	(265,348.1)	88,612.4	127,872.5	11,506.4	(95.5%)
Resultado Integral	84,211.7	(530,891.1)	(623,955.0)	(63,271.9)	(269,344.2)	(419.8%)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEMEX, correspondientes a los ejercicios 2013 - 2017. Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres establecidos en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo.

Comparando 2013 con 2017, PEMEX ha tenido una disminución de sus ingresos por ventas de 13.1%, al pasar de 1,608,204.6 mdp a 1,397,029.7 mdp; lo anterior se explica por la subutilización de sus activos productivos ligada a la disminución en su producción de hidrocarburos, así como a la merma y robo de los mismos; la depreciación del peso frente al dólar y a la fluctuación del precio internacional de los hidrocarburos.

En el mismo periodo, su costo directo de ventas sus y gastos de operación tuvieron un incremento de 23.4% y 8.2% respectivamente, con lo que su utilidad operativa disminuyó 62.1%. El costo integral de financiamiento tuvo un incremento de 58.1%, por el aumento en la contratación de pasivos por parte de PEMEX; otros productos/ gastos (neto) tuvieron una disminución de 323.7%. Lo anterior ha resultado en una disminución en las utilidades antes de impuestos de 92.5%, pasando de 694,837.6 a 52,159.4 millones de pesos en el periodo analizado.

Después de la aplicación de impuestos y derechos, la pérdida del ejercicio 2017 respecto del ejercicio 2013 se incrementó 65.1%, al pasar de 170,058.4 mdp a 280,850.6 mdp.

Finalmente, en el mismo periodo se observa una disminución en el rubro de otros resultados integrales (activos financieros disponibles para la venta, efectos de conversión y ganancias/perdidas actuariales por beneficios a empleados) de 95.5%, pasando de 254,270.2 a 11,506.4 millones de pesos. Las aclaraciones realizadas por PEMEX sobre las variaciones antes presentadas se encuentran el Anexo XVIII del presente documento.

EBITDA

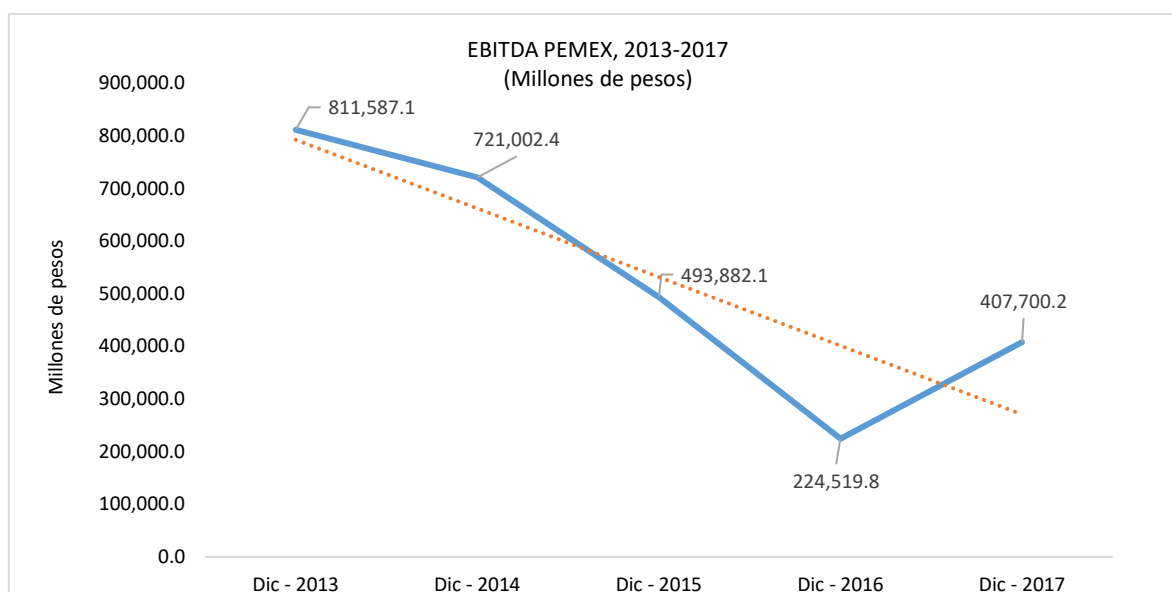
El EBITDA es de las métricas más importantes que emplean las empresas para medir su desempeño financiero y operativo. La definición y fórmula del indicador “Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA)” se presentan en el cuadro siguiente:

BENEFICIOS ANTES DE INTERESES, IMPUESTOS, DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES (EBITDA)	
Definición del indicador	Fórmula del indicador
Beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA)	
Mide la capacidad de la empresa para generar beneficios o ingresos, considerando únicamente su actividad productiva. Es una medida que muestra, en términos generales, el excedente de los ingresos de la explotación, sobre los gastos relativos a esos ingresos.	EBITDA = Ingresos o ventas netas – Costos directos de los bienes o servicios vendidos – Gastos generales, de personal y administrativos +Depreciación y Amortización ^{112/}

FUENTE: Bolsa Mexicana de Valores, Acciones de capital social de la Bolsa Mexicana de Valores. México, 2016.

En la gráfica siguiente se muestra el comportamiento del EBITDA de PEMEX corporativo correspondientes a los años 2013-2017.

^{112/} Los ingresos o ventas netas son los ingresos que genera una entidad por la venta de inventarios, la prestación de servicios o por cualquier otro concepto que se derive de sus actividades de operación y que representan la principal fuente de ingresos para la entidad. Los costos directos de los bienes o servicios vendidos incluyen el costo directo de producir el servicio o producto y los costos directos de mano de obra, específicamente, el costo de las materias prima, el costo de los artículos comprados para reventa, y el costo de las piezas usadas para construir un servicio o producto. Los gastos de personal y administrativos son aquéllos en los que incurre la entidad para controlar sus operaciones. La depreciación es la pérdida o disminución del valor de un bien, debido a su uso y disfrute u obsolescencia. La amortización es la erogación que se destina al pago o extinción de una carga o una deuda contraída por la entidad.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEMEX, correspondientes a los ejercicios fiscales 2013-2017.

Entre 2013 y 2017, este indicador de flujo de efectivo generado disminuyó 49.8%, al pasar de 811,587.1 mdp en 2013 a 407,700.2 mdp en 2017. Como se mencionó previamente, durante los años analizados se presentó un deterioro constante de la capacidad de la empresa para generar beneficios, lo cual se explica por la disminución de su producción que ha impactado en sus ingresos por ventas, depreciación sostenida del tipo de cambio, e incremento en sus costos y gastos, entre otras razones.

b) Evolución de indicadores financieros generales 2013-2017

A fin de evaluar el desarrollo de la situación financiera de PEMEX, se examinaron las principales razones financieras de actividad, ciclo liquidez y apalancamiento, y se obtuvieron los resultados que se muestran a continuación:

Actividad y ciclo

Estas razones financieras permiten analizar el grado de actividad con que la empresa mantiene niveles de operación adecuados, a fin de evaluar los niveles de producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados.^{113/} El resultado de las razones de actividad de PEMEX, se muestran en el cuadro siguiente:

^{113/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

RAZONES FINANCIERAS DE ACTIVIDAD, 2017

Análisis de Actividad	2013	2014	2015	2016	2017	Variación (%)
Promedio en Días de la Rotación de Inventarios	25.5	21.1	17.8	19.3	23.2	(9.0)
Promedio en Días de las Cuentas por Cobrar ^{1/}	27.8	26.3	24.8	45.0	44.6	60.4
Promedio en Días de las Cuentas por Pagar ^{2/}	54.2	54.2	73.6	71.7	59.3	9.4
Rotación de Activo Fijo ^{3/} (veces)	0.9	0.9	0.9	0.6	1.0	11.1
Rotación de Activo Total (veces)	0.8	0.7	0.7	0.5	0.7	(12.5)
Intervalo de Defensa (días) ^{4/}	78.5	84.1	81.9	107.7	85.5	8.9
Intervalo de Defensa Astringente (días) ^{5/}	31.2	42.7	47.5	59.4	31.2	0.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados PEMEX, correspondientes a los ejercicios 2013 - 2017.

^{1/}: Rotación cuentas por cobrar = $365 / (\text{Ingresos por ventas} / \text{cuentas por cobrar})$;

^{2/}: Rotación cuentas por pagar = $365 / (\text{Costo directo} / \text{cuentas por pagar a proveedores y gastos acumulados por pagar})$.

^{3/}: Inmuebles, mobiliario y equipo, neto.

^{4/}: $365 * ((\text{Efectivo} + \text{Cuentas por cobrar}) / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo}))$.

^{5/}: $365 * (\text{Efectivo} / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo}))$.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo.

Haciendo una comparación entre 2013 y 2017, la interpretación de los resultados de PEMEX en sus indicadores de actividad fueron los siguientes:

- a) Rotación de inventarios, este indicador refleja la forma en que la empresa administra sus inventarios. Al respecto, PEMEX tuvo una mejoría en este indicador en 9.0%, ya que el promedio en días de la rotación de sus inventarios pasó de 25.5 días en 2013 a 23.2 días para 2017. A pesar de lo anterior, en el mismo periodo los inventarios registrados al cierre de 2013 y 2017 se incrementaron 12.2%, mientras que sus costos directos de venta aumentaron en 23.4%, y sus ingresos por ventas disminuyeron para este periodo 2013 a 2017 en 13.1%, por lo que la mejoría en el indicador de rotación de inventarios pudiera estarse viendo más afectado por la variación en los precios de los combustibles y del tipo de cambio que en una mejora en los tiempos de la empresa.
- b) Rotación de cuentas por cobrar y cuentas por pagar (días), éstos indicadores reflejan los días que tarda la empresa en recuperar sus cuentas por ventas y pagar a sus proveedores de materias primas y servicios, respectivamente. El indicador de promedio en días de las cuentas por cobrar tuvo un deterioro de 60.4%, ya que de 2013 a 2017 la empresa pasó de cobrar sus cuentas pendientes de 27.8 días a 44.6 días, lo cual impacta en el flujo de efectivo. Por otra parte, el promedio en días de las cuentas por pagar tuvo un incremento de 9.4%, ya que paso de pagar a sus proveedores cada 54.2 días en 2013, a pagarles cada 59.3 días. En términos generales, dado que el promedio en días de las cuentas por cobrar es inferior al promedio en días de las cuentas por pagar, se considera que la empresa financió parte de su operación a través de proveedores, ya que recupera sus ventas

efectuadas antes de pagarle a los proveedores, aunque este financiamiento parcial se ha visto disminuido en el periodo referido. Los resultados de éstos indicadores se derivan del incremento de las cuentas por cobrar y pagar, que de 2013 a 2017 este aumento fue de 39.3% y 34.9% respectivamente en el periodo de análisis.

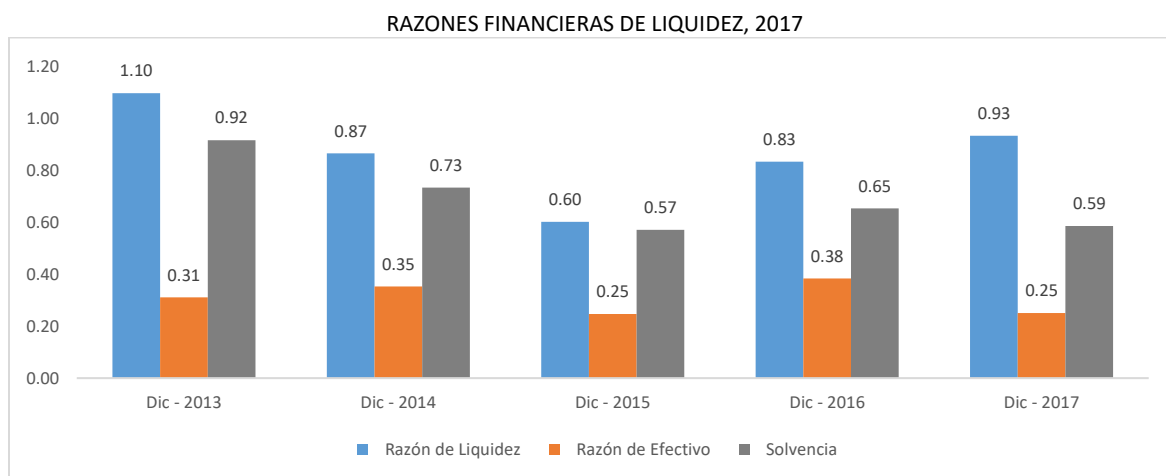
- c) Rotación del activo fijo (Ingreso/Activo fijo) y del activo total (Ingreso/Activo total), éstos indicadores reflejan la eficiencia con que el activo fijo (inmuebles, mobiliario y equipo), así como la estructura total de la empresa (activo total), generan ingresos por ventas. En el periodo, la rotación del activo fijo se incrementó en 11.1%, pasando de 0.9 veces en 2013 a 1.0 veces en 2017, mientras que la rotación del activo total tuvo una disminución de 12.5%, pasando de 0.8 veces en 2013 a 0.7 veces en 2017. Éstos resultados, en un primer análisis, indicarían que PEMEX incrementó la eficiencia en el uso de sus activos productivos, aunque la estructura financiera total fue ineficiente y generó menos ingresos; sin embargo, en un análisis más profundo, se detecta que el valor activo fijo disminuyó en el periodo 16.6%, mientras que los ingresos por ventas disminuyeron 13.1%, dando como resultado un incremento en el resultado del indicador. Por otra parte, el total de activos aumentaron en el periodo 4.1%, y considerando la disminución de las ventas que ha enfrentado la empresa, se corrobora la ineficiencia que arroja el resultado de la rotación del activo total.
- d) Intervalo de defensa de intervalo de defensa astringente, éstos indicadores estiman el tiempo en días que tendría la empresa para continuar sus operaciones, en un evento en el que dejara de obtener ingresos por ventas, y considera la aplicación del saldo del efectivo y equivalentes (para el caso del intervalo de defensa astringente, se considera adicionalmente la aplicación del saldo de cuentas por cobrar) al pago de sus costos directos y gastos de operación. Sobre el resultado de éstos indicadores, el intervalo de defensa mejoró en 8.9%, al verse ampliado el horizonte de tiempo para continuar sus operaciones de 78.5 días en 2013 a 85.5 días para 2017; en cuanto al resultado del intervalo de confianza astringente, este no tuvo cambios. La mejoría que se indicó en el intervalo de defensa se explica principalmente por el incremento de 39.3% en las cuentas por cobrar, mientras que incremento en los costos y gastos y el efectivo y equivalentes fue idéntico en 21.2% cada uno en el periodo de análisis, lo que explica la no variación del intervalo de defensa astringente.

Sobre los resultados anteriores, se concluye que, en términos generales, la disminución en los activos fijos, el incremento en las cuentas por cobrar, y la disminución en los ingresos por ventas, son variables que han afectado negativamente los indicadores de actividad de PEMEX en el periodo 2013 a 2017.

Liquidez

Estas razones financieras permiten analizar la disponibilidad de fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros de una empresa a su vencimiento, y miden la adecuación de los recursos de la empresa para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo. ^{114/}

El resultado de las razones de liquidez de PEMEX corporativo, se presenta en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEMEX, correspondientes a los ejercicios 2013 a 2017.

Comparando los resultados de 2013 con los de 2017, y considerando las prácticas generales de mercado, los resultados anteriores se interpretan de la siguiente manera:

- a) Razón de liquidez, esta razón financiera se obtiene dividiendo el activo corriente entre el pasivo de corto plazo, y mide la capacidad de la empresa para pagar sus pasivos de corto plazo con sus recursos de pronta realización; en términos generales se dice que una empresa tiene un nivel de liquidez eficiente cuando el resultado de este indicador oscila entre 1.5 y 2.0 pesos de activos corrientes por cada 1.0 pesos de pasivos de corto plazo.

^{114/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

Para el caso de PEMEX, el resultado de este indicador en 2013 se ubicó en 1.10 e implicó una falta de liquidez en la empresa, misma que se vio aún más disminuida para 2017 en 14.9%, año en que este indicador se situó en 0.93. En un ejercicio de comparación con 41 empresas internacionales^{115/} del sector de hidrocarburos y sus refinados, el resultado de este indicador en 2017 fue de 2.54, estando por encima del resultado de PEMEX en 173.6%.

- b) Razón de efectivo, esta razón mide la capacidad de la empresa para cumplir con sus pasivos de corto plazo, empleando únicamente sus recursos más líquidos, que son contabilizados en la partida de efectivo y equivalentes, y se obtiene dividiendo el pasivo de corto plazo por el saldo en efectivo y equivalentes; en términos generales, se dice que una empresa mantiene una razón de efectivo eficiente si el resultado de este indicador oscila entre 0.30 y 0.50 pesos de efectivo y equivalentes por cada 1.0 pesos de pasivos de corto plazo. El resultado obtenido por PEMEX en 2013 se situó en 0.31 e indicó que la empresa mantenía un nivel de efectivo suficiente para considerarse eficiente; sin embargo, para 2017 este indicador disminuyó en 19.3%, situándose en 0.25, por lo que se consideraría que para 2017 se ubicó en niveles insuficientes.
- c) Razón de solvencia, esta razón mide la capacidad de la empresa para cumplir tanto con sus pasivos de corto plazo como con los de largo plazo, empleando la totalidad de sus recursos disponibles (activo total), y se obtiene dividiendo el pasivo total por el activo total; en términos generales, se dice que una empresa mantiene una razón de solvencia eficiente si el resultado de este indicador es mayor de 1.5 y menor a 2.0 pesos de activos totales por cada 1.0 pesos de pasivos totales. El resultado obtenido por PEMEX en 2013 fue de 0.92, indicando la falta de solvencia de la empresa que se explica por las pérdidas acumuladas que han provocaron que la empresa contara con un capital contable (patrimonio total) negativo; para 2017 este indicador disminuyó 36.0%, ubicándose en 0.59, volviéndose menos solvente que en 2013. En un ejercicio de comparación con 41 empresas

^{115/} Empresas incluidas en el comparativo: Anhui Sierfe Fertilizer, Bagfas Bandirma, China BlueChemical, Dorogobuzh PJSC, Egyptian Financial, Hubei Xinyangfeng, Cabot Oil & Gas, Carrizo Oil, Cimarex Energy, Continental Resources, Energi Mega Persada, Granite Oil Corp, Inpex Corp US, Isramco Negev 2, JKK Oil & Gas PLC, Kosmos Energy Ltd, Newfield Exploration Co, Pakistan Petroleum, Parex Resources Inc, PDC Energy Inc, Petron Malaysia Refining, Peyto Exploration, QGEP Participacoes, Raging River Exploration Inc (RRX CN), Selan Exploration Technology Ltd (SXT IN), SEPLAT Petroleum Development Co Plc (SEPLAT NL), Soco International PLC (SIA LN), Tethys Oil AB (TETY SS), Varyeganneft OAO (VARNP RR), Woodside Petroleum Ltd (WPL AU), Andeavor, Caltex Australia, Calumet Specialty Products, Genesis Energy, HollyFrontier, Jordan Petroleum, Marathon Petroleum, Rompetrol Rafinare, Saudi Industrial, Thai Oil, Valero Energy. Bloomberg, 2019.

internacionales del sector de hidrocarburos y sus refinados, el resultado de este indicador en 2017 fue de 2.94, estando por encima del resultado de PEMEX en 398.4%%.

Con los resultados anteriores, se concluye que de 2013 a 2017 la empresa incrementó su falta de liquidez, efectivo y solvencia, disminuyó su capacidad de hacer frente a sus pasivos por sus propios medios, los cuales son mayores a sus activos, considerándose quiebra técnica.

Apalancamiento

Estas razones analizan el exceso de activos sobre pasivos y, por lo tanto, la suficiencia del capital contable de la empresa. Asimismo, examinan la estructura de capital contable de la entidad en términos de la mezcla de sus recursos financieros y la habilidad de la entidad de satisfacer sus compromisos a largo plazo y sus obligaciones de inversión.^{116/}

El resultado de las razones de apalancamiento de PEMEX, se muestran en el cuadro siguiente:

RAZONES FINANCIERAS DE APALANCAMIENTO PTRI, 2017

Deuda / Apalancamiento	2013	2014	2015	2016	2017	Var (%)
Deuda Financiera / Patrimonio Total (veces)	(4.5)	(1.5)	(1.1)	(1.6)	(1.4)	(70.1)
Deuda Financiera / Activos Totales (veces)	0.4	0.5	0.8	0.9	1.0	132.6
Apalancamiento (veces)	(12.1)	(3.8)	(2.3)	(2.9)	(2.4)	(79.9)
Endeudamiento (%)	109.0	136.1	175.0	152.9	170.5	56.3

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEMEX, correspondientes a los ejercicios 2013 - 2017.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo.

El análisis de los indicadores anteriores es el siguiente:

- Deuda financiera / Patrimonio Total, este indicador refleja cuantas veces se cubren los financiamientos de corto y largo plazo con el total del capital contable de la empresa. Dado el incremento de 711.0% del capital contable negativo 2013 a 2017 que tiene PEMEX, en términos generales la empresa no cuenta con capital contable que cubra sus obligaciones financieras, siendo que este indicador ha crecido en 70.1%, lo que refleja que de 2013 a 2017 el patrimonio total negativo de PEMEX se está igualando a su deuda financiera, la cual se ha incrementado en 142.2% en el periodo referido.

^{116/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

- b) Deuda Financiera / Activos totales, este indicador refleja cuantas veces se cubren los financiamientos de corto y largo plazo con el total del activo. El resultado de este indicador para PEMEX muestra que, en 2013 su deuda financiera era 0.4 veces sus activos totales, y para 2017 su deuda financiera fue 1.0 veces sus activos totales, lo que es un incremento del indicador en el periodo referido de 132.6%.
- c) Apalancamiento, este indicador mide la relación que guardan los pasivos totales de una empresa con relación a su capital contable (patrimonio total), y hace notar el uso que le da la empresa a los recursos propios y a los recursos de terceros; de la mano con el endeudamiento, se considera de manera general que una empresa mantiene un apalancamiento eficiente si el capital de la empresa está apalancado entre 0.66 y 1.5 veces. Considerando el capital contable negativo de PEMEX para los periodos 2013 y 2017, mismo que se ha incrementado por las pérdidas en los ejercicios transcurridos, el apalancamiento del capital contable negativo de PEMEX en el periodo de análisis se ha visto disminuido de 2013 a 2017 en 79.9%, lo cual es una situación negativa, ya que la empresa ha acumulado pérdidas que han acercado el monto de sus pasivos al monto del capital contable negativo, situación que refleja la necesidad de la empresa de depender de pasivos para continuar su operación. En un ejercicio de comparación con 41 empresas internacionales del sector de hidrocarburos y sus refinados, el resultado de este indicador en 2017 fue de 1.23 veces, teniendo una diferencia porcentual con el resultado de PEMEX de 151.1%.
- d) Endeudamiento, este indicador mide el porcentaje de pasivos totales de la empresa con respecto a sus activos totales; se considera de manera general que una empresa mantiene un endeudamiento eficiente si el endeudamiento se encuentra entre 40.0% y 60.0% de sus activos totales. El resultado de PEMEX en este indicador indica que en 2013 el endeudamiento fue de 109.0%, y el indicador creció en 56.3% para 2017, año en el que el endeudamiento de PEMEX fue de 170.5% el valor de sus activos totales. En un ejercicio de comparación con 41 empresas internacionales del sector de hidrocarburos y sus refinados, el resultado de este indicador en 2017 fue de 47.55%, estando por debajo del resultado de PEMEX en 72.1%.

Con los resultados anteriores se concluye, en términos generales, que PEMEX se encuentra sobre-endeudada, debiendo recurrir a los pasivos para poder continuar con su operación dada la falta de recursos propios (patrimoniales).

Rentabilidad y generación de valor

La rentabilidad se refiere a la capacidad de la entidad para generar utilidades o incremento en sus activos netos; sirve para medir la utilidad neta o los cambios de los activos de la entidad, en relación con sus ingresos, su capital contable o su patrimonio y activos.^{117/}

Para analizar la rentabilidad económica y financiera de PEMEX, se utilizaron las dos razones financieras siguientes: Rendimiento sobre activos (ROA) y Rendimiento sobre patrimonio total (ROE). La definición y las fórmulas de los indicadores se muestran en el cuadro siguiente:

RENDIMIENTO SOBRE ACTIVOS (ROA) Y RENDIMIENTO SOBRE CAPITAL (ROE)

Definición del indicador	Fórmula del indicador ^{1/}
Es una medida que determina la utilidad neta generada por los activos de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre los activos totales.	$\frac{(UN)}{(AT)}$ donde: UN = utilidad neta AT = activos totales
Es una medida que determina la utilidad neta generada por el capital de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre el capital contable (patrimonio total).	$\frac{(UN)}{(CC)}$ donde: UN = utilidad neta CC = capital contable (patrimonio total)

FUENTE: CNBV, información Estadística y Financiera del Sector de Banca Múltiple, Comisión Nacional Bancaria y de Valores, 2018.
^{1/} La utilidad neta es el valor residual de los ingresos de una entidad lucrativa, después de haber disminuido sus costos y gastos relativos reconocidos en el estado de resultados, siempre que éstos últimos sean menores a dichos ingresos, durante un periodo contable. En caso contrario, es decir, cuando los costos y gastos sean superiores a los ingresos, la resultante es una pérdida neta. Los activos totales son recursos controlados por una entidad de los que se esperan beneficios económicos futuros, derivados de operaciones ocurridas en el pasado, que han afectado económicamente a dicha entidad. El capital contable es el valor residual de los activos de la entidad, una vez deducidos todos SUS pasivos. Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-5, Elementos básicos de los estados financieros México, 2006.

Los resultados de los indicadores, se presentan en el cuadro siguiente:

RENDIMIENTO SOBRE ACTIVOS (ROA)

Rendimiento sobre la Inversión	Dic-13	Dic-14	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Variación (%)
ROA %	(8.3%)	(12.5)	(40.1)	(8.2)	(13.2)	59.0
ROE %	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	-

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEMEX, correspondientes a los ejercicios 2013 - 2017.

n.r.: No representativo

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo.

Por lo que se refiere al ROA (Utilidad del ejercicio / Activos totales): de 2013 a 2017, el ROA negativo de PEMEX ha incrementado su nivel en 59.0%, ya que sus pérdidas netas pasaron de 170,058.4 en 2013, a 280,580.6 mdp en 2017. En un ejercicio de comparación con 41 empresas internacionales

^{117/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

del sector de hidrocarburos y sus refinados, el resultado de este indicador en 2017 fue de 5.50%, estando por encima del resultado de PEMEX en 141.7%.

Respecto del ROE (Utilidad del ejercicio / Capital Contable): en 2013, PEMEX obtuvo una pérdida neta en el ejercicio de (170,058.4) millones de pesos, y en 2017 registró una pérdida neta de (280,850.6) millones de pesos, por lo que el resultado de este indicador no es representativo de la situación antes descrita. Considerando que en ambos periodos la empresa registró un capital contable negativo, la empresa no fue rentable respecto de su patrimonio ni en 2013 ni en 2017. En un ejercicio de comparación con 41 empresas internacionales del sector de hidrocarburos y sus refinados, el resultado de este indicador en 2017 fue de 3.88%.

Valor económico

El valor económico agregado (EVA por sus siglas en inglés) mide el desempeño financiero de una empresa, cuantifica la generación de riqueza y se calcula deduciendo su costo de capital de la utilidad operativa ajustada por impuestos. Al EVA también se le conoce como utilidad económica.

Con base en lo anterior, se crea valor cuando la empresa tiene un rendimiento superior al capital invertido más los costos asociados con su operación, incluyendo el costo de oportunidad.^{118/} Adicional al EVA, otras métricas utilizadas en este resultado para medir la generación de valor se detallan a continuación:

^{118/} Ramírez, Carlos, La Creación de Valor en las Empresas: El Valor Económico Agregado. 2012.

METRICAS PARA MEDIR LA GENERACIÓN DE VALOR ECONÓMICO

Definición del indicador	Fórmula del indicador
Margen de EBITDA	
Divide el EBITDA por los ingresos de explotación, indicando cuántos pesos de resultados antes de intereses, impuestos, depreciación, amortización e ítems extraordinarios fue posible que la empresa generara por cada peso de ventas realizado.	$\text{Margen de EBITDA} = \text{EBITDA} / \text{Ventas o ingresos}$
Valor económico agregado (EVA)	
Es una medida de beneficio económico, se calcula como la diferencia entre el Beneficio Operativo Neto después de Impuestos (NOPAT) y el costo de oportunidad del Capital invertido. Esta oportunidad se determina multiplicando el costo promedio ponderado de la deuda y el capital social (WACC) y la cantidad de capital empleado. Bajo este enfoque, una empresa crea valor cuando el rendimiento de su capital es mayor a su costo de oportunidad o tasa de rendimiento que los accionistas podrían ganar en otro negocio de similar riesgo. Una empresa tiene EVA o genera valor si la utilidad después de impuestos sobrepasa los costos y el rendimiento solicitado por las accionistas y acreedores de largo plazo.	$\text{EVA} = \text{NOPAT} - \text{WACC} * \text{Capital Invertido}$ Dónde: Capital invertido = Activos totales – Pasivo circulante o de corto plazo WACC = costo promedio ponderado del capital EVA = valor económico agregado NOPAT = ganancia operativa neta después de impuestos

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en Ramírez, Carlos, La Creación de Valor en las Empresas: El Valor Económico Agregado, 2012; otros, y Richard A. Brealey; Stewart C. Myers; Franklin Allen; Bruce Swensen, Principles of Corporate Finance.

Los resultados de las métricas de generación de valor, se muestran a continuación:

MÉTRICAS DE CREACIÓN DE VALOR DE PEMEX, 2013 a 2017

Rendimiento sobre la Inversión	2013	2014	2015	2016	2017	Variación %
Productividad del Activo (EBITDA / AT) (%)	39.6	33.9	27.8	9.6	19.1	(51.8)
Eficiencia en Ventas (EBITDA / Ingresos) (%)	50.5	45.4	42.3	20.8	29.2	(42.2)
EVA (millones de pesos)	285,346.8	225,128.4	94,927.0	(138,513.4)	1,409.5	(99.5)
Costo promedio ponderado del capital (%)	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	0.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEMEX, correspondientes a los ejercicios 2013 – 2017.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo.

- a) Productividad del activo (EBITDA / Activo total). La productividad del activo de PEMEX disminuyó en el periodo de análisis 51.8%, debido principalmente a la disminución en el EBITDA de 49.7% de 2013 a 2017, lo que se explica por el incremento en los costos y gastos de la empresa de 21.2%, y a la disminución en los ingresos por ventas de 13.1%. En un ejercicio de comparación con 41 empresas internacionales del sector de hidrocarburos y sus refinados, el resultado de este indicador en 2017 fue de 14.38%, estando por debajo del resultado de PEMEX en 24.7%.

- b) Eficiencia en ventas (EBITDA / Ingresos). El EBITDA generado en la operación de PEMEX disminuyó, respecto a los ingresos por ventas, en 42.2%, pasando de una eficiencia en las ventas de 50.5% en 2013 a 29.2% en 2017. Esta disminución se explica, principalmente, por la disminución del EBITDA de 49.7% en el periodo de análisis. En un ejercicio de comparación con 41 empresas internacionales del sector de hidrocarburos y sus refinados, el resultado de este indicador en 2017 fue de 37.51%, estando por encima del resultado de PEMEX en 28.5%.
- c) Valor Económico Agregado (EVA): En el periodo de análisis 2013 a 2017, este indicador de generación de valor económico ha resultado positivo, salvo el año 2016. El resultado positivo de EVA implica que la empresa generó valor económico en su operación. No obstante, lo anterior, la generación de EVA ha disminuido en 99.5% en el periodo de análisis, pasando de 285,346.8 mdp en 2013, a 1,409.5 mdp en 2017. Este resultado positivo calculado por la ASF se explica porque los ingresos netos de operación antes de la aplicación de la tasa impositiva corporativa (ISR de 30.0% para este cálculo) han sido suficientes para cubrir sus costos directos y gastos administrativos y operativos, y una vez aplicada la tasa impositiva el margen ajustado por el impuesto (NOPAT), este cubrió el rendimiento requerido por los accionistas patrimoniales y acreedores de largo plazo (WACC), que en este caso se empleó la tasa social de descuento determinado por la SHCP (10.0%), obteniendo un remanente positivo.

En cuanto al desempeño financiero de PEMEX, se debe destacar que, si bien la utilidad antes de impuestos de PEMEX es positiva, la misma ha disminuido en 92.5%, al pasar de 694,837.6 mdp a 52,129.4 mdp, durante el periodo analizado. La situación antes descrita, es ocasionada principalmente por la disminución de 13.1% en los ingresos por ventas, al pasar de 1,608,204.6 mdp a 1,397,029.7 mdp, así como por el incremento de 23.4% en los costos directos, los cuales pasaron de 814,006.3 mdp a 1,004,204.9 mdp, en el periodo de análisis.

Por lo anterior, su rendimiento sobre activos (ROA) se redujo en 58.6%, pasando de una tasa negativa de 8.3% a 13.2% en los mismos años. Asimismo, destaca el hecho que durante el periodo 2014-2017 el CAPEX / de la EPE fue de 333,100.6 mdp, cifra 2.6 veces inferior al de la contratación de deuda financiera, la cual fue de 1,196,634.7 mdp. Por último, resulta relevante que durante el periodo 2013-2017 el pasivo laboral de PEMEX se incrementó en 12.4% al pasar de 1,119,207.9 mdp a 1,258,436.1 mdp.

Respecto del ROE (Utilidad del ejercicio / Capital Contable): en 2013, PEMEX obtuvo una pérdida neta en el ejercicio de (170,058.4) millones de pesos, y en 2017 registró una pérdida neta de (280,850.6) millones de pesos.

El rendimiento neto sobre el capital de PEMEX es negativo debido al incremento de la pérdida entre 2013 y 2017 al pasar de 170,058.4 mdp a 280,850.6 mdp.

Resulta relevante señalar que durante el periodo 2013-2017 el pasivo laboral de PEMEX se incrementó en 12.4% al pasar de 1,119,207.9 mdp a 1,258,436.1 mdp.

2.3.7. Conclusiones

Como parte de la reforma energética y con la entrada de nuevos participantes, se tuvo que transformar a PEMEX para convertirla en empresa productiva del Estado, por ello su separación operativa y financiera en siete Empresas Productivas Subsidiarias, que conforme a sus decretos de creación se consolidaron reasignando los bienes ya existentes; sin embargo, únicamente se pudo constatar el número de actas de transferencia, mas no la relación de los bienes que se traspasaron.

En términos de la práctica del gobierno corporativo en PEMEX, se destaca que Petróleos Mexicanos modificó su estructura organizacional y operativa para constituirse como una Empresa Productiva del Estado; además, realizó transformaciones fiscales y diseñó actividades de acuerdo con las variables del mercado petrolero nacional e internacional. Asimismo, se verificó que PEMEX se alineó en 71.4% a las mejores prácticas internacionales de la OCDE referentes a empresas paraestatales, ya que, de las siete directrices, tres están optimizadas, dos en formación y una en desarrollo.

Un aspecto fundamental de la reforma energética fue lo referente al crecimiento de la infraestructura para elevar la producción de hidrocarburos y que con ello se satisficieran las necesidades la sociedad. Al respecto PEMEX redujo su infraestructura dado que, ésta decreció 14.6%, al pasar de 9,379 pozos en 2013 a 8,008 en 2017; de igual forma destaca la disminución de 13.7% en el caso de campos de producción, 47.4% en terminales de distribución, 18.2% complejos petroquímicos, 35.2% unidades servicio a pozos, y 37.6% en equipos de perforación y reparación de pozos.

Lo anterior provocó que la producción, en el periodo 2013-2017, disminuyera 6.2%, al pasar de 921.6 a 711.2 millones de barriles (MMb), y el gas natural, 5.3% en promedio anual, al pasar de

2,317,690.4 MMpcd en 2013, a 1,862,213.0 MMpcd en 2017. Destaca que en 2017 el Sistema Nacional de Refinación (SNR), únicamente utilizó el 47.0% de la capacidad disponible de las refinerías para el procesamiento de crudo.

Caso similar sucedió con las terminales de distribución de gas licuado, las de almacenamiento y despacho de productos petrolíferos, pues para 2017 se contaba con tres terminales menos de las 77 que originalmente se tenían en 2013; los autos tanque, buques tanque y carros tanque presentaron un aumento en relación con los años anteriores, esto como resultado de la creación del CENAGAS que es la entidad encargada de administrar el SISTRANGAS, por lo que la transferencia de la infraestructura de gasoductos de transporte, así como de las terminales, fue para esta nueva institución.

Considerando que la infraestructura no ha crecido, y que no existe capacidad de PEMEX para realizar tareas de exploración y producción en aguas profundas, se analizó cómo es que eso afectó la oferta y la demanda de hidrocarburos, pues ambos temas están vinculados estrechamente.

En el caso del gas natural, se tiene que también ha tenido una caída del 5.3% en promedio anual, ya que pasó de 2,317,690.4 a 1,862,213.0 Millones de Pies Cúbicos (MMpc) de 2013 a 2017. La producción de petrolíferos y petroquímicos por parte de PEMEX ha disminuido en 12.0% y 10.3%, respectivamente. De los primeros los combustóleos ha sido el que menos se ha producido, con una baja de 24.6% en promedio anual, mientras que de los petroquímicos los derivados del etano han descendido en 17.6% en promedio anual. A pesar de que las disminuciones de ambos no se encuentran tan alejadas, en las ventas internas el volumen de petroquímicos ha crecido en un 0.9%, mientras que el de petrolíferos ha bajado en 0.3%.

Las ventas internas de gas natural de 2013 a 2017, se concentraron en cuatro sectores: autogeneración, comercializador, industrial-distribuidor y eléctrico; los cuales, en conjunto, tuvieron una caída en el volumen y el valor de sus ventas al pasar de 3,463.5 MMpcd en 2013, a 2,623.1 MMpcd en 2017, lo que significó una disminución del 6.7% en promedio anual del volumen; el valor cayó en 2.4%, al pasar de 81,775.4 mdp el primer año a 74,287.7 mdp en el último.

Respecto de las pérdidas, en el periodo 2011-2018, el número de tomas clandestinas se incrementó en 851.0%, al pasar de 1,323 a 12,581, al respecto con los datos observados la ASF estima que, de no atender las causas de esta problemática, el número de tomas clandestinas podría incrementarse

69.0% en promedio anual, al pasar de 12,581.0 en 2018 a 18,264.0 en 2023, cifra mayor que el crecimiento promedio de 2011-2018, de 38.0%.

En lo referente al comercio exterior de 2013 a 2017, se exportaron en promedio, 860.9 Mbd, asimismo, se tuvo una disminución en los niveles de exportación del 0.3% en promedio anual. La exportación en América disminuyó en 8.1%, mientras que en Europa y el Lejano Oriente creció en un 5.2% y 28.5%, respectivamente. La mezcla mexicana que más cayó en exportación, fue el crudo Olmeca, el más ligero que se produce en México, en un 33.8%, seguido por el Istmo con un 4.4%, mientras que el Maya subió sus niveles de exportación en un 2.0%.

Por lo que se refiere a los costos de producción de los productos comercializados por PEMEX, presentaron una disminución de 2013 a 2017, teniendo que la gasolina magna en el primer año presentó un costo promedio de producción de 2.0 miles de pesos por barril y para 2017 disminuyó a 1.3, lo que significó un decrecimiento del 10.2 puntos porcentuales; en el caso de la gasolina Premium es similar ya que su costo decreció en 10.2 puntos porcentuales pasando de 2.0 miles de pesos por barril a 1.3 miles de pesos. El diésel tuvo en promedio una mayor disminución del 10.9 puntos porcentuales, pasando de 1.9 a 1.2 miles de pesos.

Por último, en cuanto al desempeño financiero de PEMEX, se debe destacar que, si bien la utilidad antes de impuestos de PEMEX es positiva, la misma ha disminuido en 92.5%, al pasar de 694,837.6 mdp a 52,129.4 mdp, durante el periodo analizado. La situación antes descrita, es ocasionada principalmente por la disminución de 13.1% en los ingresos por ventas, al pasar de 1,608,204.6 mdp a 1,397,029.7 mdp, así como por el incremento de 23.4% en los costos directos, los cuales pasaron de 814,006.3 mdp a 1,004,204.9 mdp, en el periodo de análisis.

Por lo anterior, su rendimiento sobre activos (ROA) se redujo en 58.6%, pasando de una tasa negativa de 8.3% a 13.2% en los mismos años. Asimismo, destaca el hecho que durante el periodo 2014-2017 el CAPEX / de la EPE fue de 333,100.6 mdp, cifra 2.6 veces inferior al de la contratación de deuda financiera, la cual fue de 1,196,634.7 mdp. Por último, resulta relevante que durante el periodo 2013-2017 el pasivo laboral de PEMEX se incrementó en 12.4% al pasar de 1,119,207.9 mdp a 1,258,436.1 mdp.

Respecto del ROE (Utilidad del ejercicio / Capital Contable): en 2013, PEMEX obtuvo una pérdida neta en el ejercicio de (170,058.4) millones de pesos, y en 2017 registró una pérdida neta de (280,850.6) millones de pesos.

El rendimiento neto sobre el capital de PEMEX es negativo debido al incremento de la pérdida entre 2013 y 2017 al pasar de 170,058.4 mdp a 280,850.6 mdp.

Resulta relevante señalar que durante el periodo 2013-2017 el pasivo laboral de PEMEX se incrementó en 12.4% al pasar de 1,119,207.9 mdp a 1,258,436.1 mdp.

- Conclusiones de la fiscalización superior, Cuenta Pública 2017 ^{119/}

Con las auditorías practicadas por la ASF, se determinó que, en 2017, PEMEX Exploración y Producción (PEP) PEMEX Transformación Industrial (PTRI) y PEMEX Fertilizantes (

PF no fueron rentables y destruyeron valor económico en su operación; PEP generó valor económico, pero éste se redujo, en comparación con 2016, y la empresa no fue rentable después del pago de impuestos y derechos; además, PEP y PTRI se encontrarían, en situación de "quiebra técnica", si fuesen totalmente autónomas e independientes, como a continuación se detalla:

- PEMEX Exploración y Producción (PEP) registró utilidades antes de impuestos y derechos; sin embargo, después del pago de éstos registró pérdidas, por lo que no fue rentable, ya que obtuvo un rendimiento sobre activos (ROA) negativo de 7.2%; no obstante, presentó un resultado de generación de valor económico agregado de 40,188,244.0 miles de pesos, pero éste se redujo en 72.1%, respecto de lo obtenido en 2016. Entre los factores que afectaron su desempeño financiero están los siguientes: a) sus pasivos sobrepasaron a sus activos en 23.3%, lo que la ubicó, prácticamente, en situación de "quiebra técnica"; b) su pasivo laboral equivalió a 14.5% del pasivo total y al 17.8% de su activo total, y c) financió a sus partes relacionadas, ya que cobró sus cuentas, en promedio, cada 469.3 días (1.3 años), lo que indica la existencia de "subsidios cruzados", utilizados para compensar las pérdidas de otras empresas productivas subsidiarias, los cuales representaron pérdidas para PEP, estimadas en 83,015,072.0 miles de pesos en intereses, recursos que hubiera podido utilizar para invertir o darle otro uso productivo. Por lo que se refiere a su desempeño operativo, en el periodo 2013-2017, la producción de gas natural disminuyó 20.4%, al pasar de 6.370.3 a 5,068.0 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd); asimismo, se determinó que, en 2013,

^{119/} Auditorías de Desempeño: 484-DE "Producción de Gas Natural"; 507-DE "Procesamiento de Gas", y 492-DE "Producción, Distribución y Comercialización de Amoníaco, Fertilizantes y sus Derivados".

las reservas totales del hidrocarburo (probadas, probables y posibles) alcanzaban para 25.7 años; sin embargo, para 2017, éstas sólo durarían 14.4 años más.

- PEMEX Transformación Industrial (PTRI) obtuvo un ROA negativo de 7.9%, por lo que no fue rentable, ya que registró pérdidas netas por 44,599,749.5 miles de pesos, que fueron compensadas con transferencias del Gobierno Federal y la exención del dividendo estatal al que está obligada a pagar; además, presentó un resultado de generación de valor económico agregado negativo de 130,665,266.7 miles de pesos, por lo que destruyó valor económico en su operación. Esta situación se debe, entre otras, a las problemáticas siguientes: a) sus pasivos fueron mayores que sus activos en 29.9%, lo que la ubica, prácticamente, en situación de "quiebra técnica"; b) su costo de ventas fue superior en 4.6% a sus ingresos, por lo que gastó más en la producción de combustibles y derivados que lo que obtuvo por la venta de éstos; c) su pasivo laboral representó 1.3 veces el activo total de la empresa, y equivalió al 80.3% de su pasivo total y al 46.8% de todo el pasivo laboral de Petróleos Mexicanos; d) la empresa financió a sus proveedores, ya que cobró sus cuentas, en promedio, cada 70.7 días, lo que representó pérdidas estimadas por 1,392,574.4 miles de pesos en intereses, los cuales se hubieran podido utilizar para invertir o darle otro uso productivo, y e) el robo de combustibles, ya que, en el periodo 2011-2018, el número de tomas clandestinas se incrementó en 851.0%, al pasar de 1,323 a 12,581 tomas clandestinas, lo que afectó de manera directa a la empresa, por la pérdida de ingresos y por los costos implicados en la mitigación de daños colaterales. En cuanto a su desempeño operativo, la reducción en la producción de gas natural de PEP, provocó que la capacidad utilizada de los Complejos Procesadores de Gas de PTRI disminuyera 7.4%, en promedio anual, en el periodo 2013-2017, al pasar de 4,451.8 a 3,271.8 MMpcd, por lo que existe el riesgo de que esta situación, aunada al aumento de la demanda, incremente aún más las importaciones del combustible, dando lugar a una mayor dependencia energética respecto de los mercados internacionales, en particular con Estados Unidos, lo que traerá consigo que el país se encuentre expuesto a la variabilidad de los precios del gas natural de ese mercado.
- En 2017, Pemex Fertilizantes (PF) presentó deficiencias que afectaron su desempeño financiero y operativo, toda vez que: a) la empresa no ha logrado ser rentable ni generar valor económico para el Estado, ya que destruyó valor económico en su operación; b)

avanzó en la estructura y organización corporativa de la empresa, pero careció de un Plan de Negocios en el que se definiera el rumbo de la empresa, reflejado en objetivos, estrategias y métricas operativas y financieras orientados al cumplimiento de su mandato de ser rentable y generar valor económico para el Estado, mediante la producción, distribución y comercialización de amoníaco, fertilizantes y derivados, y c) no se ha logrado integrar la cadena de producción debido a que, de 17 plantas de la empresa, 6 aún no operan y, las que funcionaron, ninguna operó al 100.0% de su capacidad, y se careció de estrategias y políticas comerciales de los fertilizantes que producen, que le permitieran asegurar que los ingresos obtenidos por su venta, fueran suficientes para generar rentabilidad y valor económico para el Estado.

En cuanto al desempeño financiero, de acuerdo con la información reportada en los estados financieros separados, se comprobó que, en 2017, no generó valor económico, de conformidad con su finalidad, ya que el cálculo realizado por la ASF para el indicador de Valor Económico Agregado (EVA, por sus siglas en inglés) mostró una pérdida en la generación de riqueza de 2,993,561.5 miles de pesos, lo que financieramente implica que la empresa destruyó valor económico en su operación.

Asimismo, en 2017, Pemex Fertilizantes no fue rentable, ya que el rendimiento sobre los activos totales (ROA) de la empresa fue negativo en 106.5%, debido a que registró pérdidas netas por 12,822,784.0 miles de pesos, superiores a los 12,042,201.1 miles de pesos de activos totales; mientras que el rendimiento sobre capital (ROE) también fue negativo en 237.9%, dado que su capital contable ascendió a 5,390,675.1 miles de pesos.

Entre los factores que afectaron la situación financiera de Pemex Fertilizantes en 2017, destaca la disminución en patrimonio por 21,174,048.5 miles de pesos, equivalentes al 79.7% de los 26,564,723.6 miles de pesos con los que contaba la empresa, que incluían la adquisición de ProAgro (2013) y Fertinal (2016). Al finalizar 2017, el patrimonio de la empresa fue de 5,390,675.1 miles de pesos, derivado de los deterioros y pérdidas siguientes: 7,979,000.0 miles de pesos por “Pérdidas de operación de Fertilizantes 2015-2017”; 4,713,032.7 miles de pesos por “Deterioro de planta de Pemex Fertilizantes”; 4,206,000.0 miles de pesos por “Deterioro por baja de activos ociosos que no se rehabilitaron de Pro Agroindustria, S.A. de C.V.”; 4,007,000.0 miles de pesos por “Deterioro del crédito mercantil de Fertinal”, y 269,015.8 miles de pesos por “Otros efectos en

patrimonio". Lo anterior, sin que la empresa productiva subsidiara documentara las razones para deteriorar activos a sólo 4 años de su adquisición.

Aunado a lo anterior, la EPS realizó, durante 2017, un gasto por 3,001,247.8 miles de pesos en la rehabilitación y mantenimiento de las plantas de las unidades de negocio de Cosoleacaque, Fertinal y ProAgro; sin embargo, ese año la empresa no logró los niveles máximos de aprovechamiento de su capacidad productiva pues, para el caso de Cosoleacaque, sus plantas operaron entre el 11.4% y 80.0% de su potencial; Fertinal entre el 26.0% y el 84.4%, mientras que para el caso de ProAgro, la entrada en operación de sus plantas se ha reprogramado tres veces, sin que, al cierre de esta auditoría, la empresa haya iniciado operaciones en sus unidades productivas.

Respecto de lo anterior, destaca el hecho de que el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos tuvo conocimiento, en el periodo de compra, de las deficientes condiciones operativas y financieras de dichas empresas. Las consultoras Strategy& y PricewaterhouseCoopers, S.C. (PWC), habían identificado que Fertinal, antes de ser adquirida, presentaba Rendimiento sobre capital (ROE) en niveles mínimos o por debajo de los comparables, situación que se debía a la baja rentabilidad de la empresa en los últimos años; mientras que para la de ProAgro, la empresa consultora Booz & Co. estimaba que "la probabilidad de destruir valor económico era alta", sin que lo anterior hubiera revertido la decisión de adquirirlas.

Si bien las tres EPS avanzaron, en 2017, en el establecimiento de una estructura y organización corporativa acorde con las mejores prácticas internacionales, en términos de la instauración de sus consejos de administración y la designación de sus directores generales, éstas no contaron con planes de negocios propios, en los que definieran sus estrategias e indicadores operativos y financieros orientados al cumplimiento de su mandato de ser rentables y de generar valor económico para el Estado, lo cual representó una seria limitante para medir y, por lo tanto, para mejorar su desempeño.

2.4. Epítome capitular

Una vez que se identificó que la política de hidrocarburos cuenta con diagnósticos que justifican las modificaciones normativas y estructurales, así como el problema que le dio origen referente a que

la falta de inversión, así como la elevada carga fiscal para PEMEX, ha provocado que no se cuente con los insumos e infraestructura para mantener la producción que requiere la sociedad, así como que el Estado asuma todos los riesgos financieros y operativos, que se eleven los precios para los usuarios finales y que exista una elevada exposición a riesgos ambientales e impide que Petróleos Mexicanos genere valor económico para el país; debido a que no se cuenta con la competencia adecuada y suficiente; y que se determinó que el diseño busca atender el problema descrito, con base en la conducción, regulación-supervisión y operación del sector, por medio de la SENER, la SHCP, el FMPED, la ASEA, la CNH, la CRE, PEMEX y CENAGAS.

Los principales resultados de dichas acciones se presentan a continuación.

a) Conducción

Esta estrategia se analizó con la revisión de los mecanismos implementados por la SENER, la SHCP y el FMPED, quienes se encargan de emitir la normativa, lineamientos y manuales que se requieren para la entrada de nuevos participantes en el sector.

Se considera que la SENER registró deficiencias referentes a la emisión de los planes de emergencia para la continuidad de las actividades en los Sistemas Integrados de Transporte por Ducto y Almacenamiento, así como actualizar las asignaciones de manera mensual y poner a disposición del público sus términos y condiciones. Respecto a la SHCP y el FMPED, ambas instituciones atendieron sus atribuciones.

b) Regulación-supervisión

Esta estrategia consistió en analizar la regulación y la supervisión que realizan la SENER, la SHCP, el FMPED, la ASEA, la CNH y la CRE, ya que son estas las responsables de emitir las condiciones bajo las que operarán tanto las Empresas Productivas del Estado, así como los particulares interesados en realizar actividades relacionadas con el sector. En éste caso se revisaron las acciones realizadas para las asignaciones, licitaciones, contratos, permisos, ingresos derivados del sector hidrocarburos y la protección a las personas y medio ambiente.

- Asignaciones

Las asignaciones se determinaron bajo una práctica internacional llamada Ronda cero, la cual tuvo lugar en 2014, en ella se le otorgó a PEMEX 489 títulos de asignación, de los cuales el 22.1% (108)

correspondieron a campos de exploración, 58.5% (286) a bloques de extracción y el 19.4% (95) áreas de resguardo; en 2018, 417 asignaciones continúan vigentes, de las que el 24.0% (100) son de exploración, 62.1% (259) de extracción, 3.1% (13) de exploración y extracción, y 10.8% (45) de resguardo.

- Licitaciones

Hasta la fecha se han realizado 11 procesos licitatorios en tres rondas, de los cuales se concluyeron 9, teniendo la firma de 104 contratos de los cuales 31 (29.8%) corresponden a producción compartida y 73 (70.2%) a licencias, con una inversión estimada de 76,634.9 millones de pesos (mdp) y una producción de 11,615.0 Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (MMbpc). Con las licitaciones se adjudicaron 104 bloques, que representa el 66.2% del total, éstos bloques correspondieron a tres tipos de espacios: terrestres, aguas someras y aguas profundas. La superficie adjudicada fue de 87,037.4 km²; el 63.4% del total que fue de 137,338.6 km².

- Contratos

Con la entrada de los nuevos participantes al sector, para el periodo 2015-2018, la Comisión Nacional de Hidrocarburos firmó 104 contratos, de los cuales 31 (29.8%) fueron bajo la modalidad de producción compartida y 73 (70.2%) de licencia, a la fecha no se han firmado contratos bajo la modalidad de utilidad compartida y de servicios. La vigencia de los contratos para las licencias es de 35 años, mientras que los de producción compartida son de 25 a 30, dependiendo del tiempo que se tardan en producir los hidrocarburos, pues esto no es de manera inmediata. De los contratos firmados 56, de ambas modalidades, se encuentran en la etapa de transición de arranque, mientras que 4 licencias han llegado al periodo de desarrollo. La inversión comprometida en los contratos asciende a 13,562.1 mdp.

- Permisos

La SENER y la CRE son las responsables de emitir los permisos, en el caso de la primera otorgó 18, de los cuales 3 (16.7%) fueron para tratamiento de petróleo a PEMEX Exploración y Producción, 6 (33.3%) para las actividades relacionadas con la refinación y 9 (50.0%) para el procesamiento de gas natural a PEMEX Transformación Industrial, todos los permisos tienen una vigencia de 30 años y en el caso de los de refinación se realizó una actualización en marzo de 2018. Dichos permisos fueron otorgados antes de la reforma energética, por lo que una vez que entró en vigor esta última se

renovaron con las nuevas empresas productivas subsidiarias de PEMEX. Para la importación y exportación en el periodo 2013-2017 se otorgaron 2,114 permisos de los cuales el 84.0% (1,776) corresponde a importación y el 16.0% (338) a exportación; sin embargo, la información publicada por la SENER en su portal de internet difiere, por lo que se puede determinar que la información no es confiable.

En el caso de la CRE, ésta emitió 528 permisos para Gas Natural, con una inversión estimada de 408,048.4 millones de pesos y un crecimiento de 75,654 kilómetros de ductos, lo que significa que en términos generales hubo un incremento considerable de la participación de los particulares. Por lo que toca al Gas L.P, para 2018 se contaba con 4,822 permisos, mientras que para los petrolíferos y petroquímicos fueron 15,028, de los cuales el 82.8% (12,445) fueron de distribución, 11.7% (1,758) de transporte y el 5.5 restante de almacenamiento, distribución, comercialización y provisionales (825), de éstos, se identificó que los relacionados con la distribución y los provisionales fueron otorgados a los particulares. De los permisos anteriores, la inversión ascendió a 409,677.0 mdp.

- Ingresos derivados del sector hidrocarburos

Durante el periodo 2015-2018, el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo recibió 1,579,320.4 millones de pesos (mdp), de los cuales el 98.5% (1,555,112.9 mdp) fueron pagos de las asignaciones por concepto de derechos de exploración, extracción y de utilidad, y 1.5% (24,207.5 mdp) provino de los contratos por el pago de cuotas exploratorias, regalía base y adicional, bono a la firma, penas convencionales, garantías de seriedad y por producto de la comercialización de hidrocarburos. En el periodo analizado se observó que se realizaron transferencias por 1,340,500.6 mdp a los fondos y a la TESOFE, ello representó el 84.9% de los ingresos que recibió derivados de las asignaciones y contratos, y en 2017 registró un excedente de recursos transferidos por 55,972.7 mdp, que luego de destinarse a diversos rubros, se constituyó la reserva de largo plazo por 17,905.7 mdp.

- Protección a las personas y medio ambiente

Se determinó que la ASEA ejerció sus atribuciones de vigilar y sancionar, ya que en el periodo 2015-2017 realizó 45 inspecciones, 78 supervisiones y 11 verificaciones e impuso 209 sanciones, de las cuales 149 fueron subsanadas, mientras que en 60 al no aplicar medidas correctivas llegaron a un proceso administrativo sancionatorio con la imposición de multas que ascendieron a 26.8 mdp.

La ASF considera que, respecto de la estrategia de regulación y supervisión, el Estado consideró las obligaciones y necesidades del sector, al definir la normativa y los mecanismos bajo los cuales otorgó las asignaciones, realizó los procesos de licitación, el establecimiento de los términos de los contratos, la emisión de permisos, los ingresos derivados de los hidrocarburos y procuró la protección de las personas y medio ambiente.

c) Operación

Esta estrategia está a cargo de PEMEX, CENAGAS, y resultado de la reforma de inversionistas privados que tengan la capacidad técnica y financiera para llevar a cabo actividades relacionadas con la exploración, extracción y producción de hidrocarburos.

- Separación operativa y financiera de PEMEX

Como parte de la reforma energética y con la entrada de nuevos participantes, se tuvo que consolidar a PEMEX como una empresa productiva del Estado, por ello su separación operativa y financiera era importante, dicha separación la realizó con la consolidación de siete Empresas Productivas Subsidiarias, que conforme a sus decretos de creación se afianzaron con los bienes ya existentes; sin embargo, únicamente se pudo constatar el número de actas de transferencia, mas no la relación de los bienes que se traspasaron; además, no se identificó lo relacionado con la información financiera.

- Gobernanza en PEMEX y CENAGAS

En términos de la gobernanza en PEMEX, se destaca que Petróleos Mexicanos modificó su estructura organizacional y operativa para constituirse como una Empresa Productiva del Estado; además, realizó transformaciones fiscales y diseñó actividades de acuerdo con las variables del mercado petrolero nacional e internacional. Asimismo, se verificó que PEMEX se alineó en 71.4% a las mejores prácticas internacionales en materia de hidrocarburos, ya que, de las siete directrices, tres están optimizadas, dos en formación y una en desarrollo.

Asimismo, se verificó que CENAGAS, aun cuando no tiene la obligación de contar con un gobierno corporativo, se alineó en 33.3% de las mejores prácticas internacionales, ya que, de las siete directrices, dos están optimizadas, cuatro (66.7%) se encuentran en formación y una no es aplicable para dicho análisis.

- Infraestructura en el sector hidrocarburos

Un aspecto fundamental en la reforma energética fue el crecimiento de la infraestructura para la generación de hidrocarburos y que con ello se mantuviera producción que la sociedad requiere; no obstante, ésta decreció 14.6%, al pasar de 9,379 pozos en 2013 a 8,008 en 2017; de igual forma destaca la disminución de 13.7% en el caso de campos de producción, 47.4% en terminales de distribución, 18.2% complejos petroquímicos, 35.2% unidades servicio a pozos, y 37.6% en equipos de perforación y reparación de pozos; lo que ocasionó que la producción en el periodo 2013-2017 disminuyera 6.2%, al pasar de 921.6 a 711.2 millones de barriles (MMb), y el gas natural, 5.3% en promedio anual, al pasar de 2,317,690.4 MMpcd en 2013, a 1,862,213.0 MMpcd en 2017. Destaca además el caso de las refinerías en las que no se presentó ninguna variación en su número; sin embargo, en 2017 el Sistema Nacional de Refinación (SNR), únicamente utilizó el 47.0% de la capacidad disponible de las refinerías para el procesamiento de crudo.

- Generación y demanda de hidrocarburos

Considerando que la infraestructura no ha crecido, y que no existe capacidad de PEMEX para realizar tareas de exploración y producción en aguas profundas, se analizó cómo afectó la generación y demanda de hidrocarburos, pues ambos temas están vinculados estrechamente y la intención era que con la mayor cantidad de infraestructura se incrementara la producción de hidrocarburos, y con ello no se dependiera de las importaciones, sin embargo; la tendencia de la producción en el periodo 2013-2017 ha disminuido un 6.2%, al pasar de 921,600.0 y a 711,200.0 miles de barriles (Mb). En el caso del gas natural, se ha tenido una caída del 5.3% en promedio anual, ya que pasó de 2,317,690.4 MMpcd en 2013, a 1,862,213.0 MMpcd en 2017.

Las ventas internas de gas natural de 2013 a 2017, se concentraron en cuatro sectores: autogeneración, comercializador, industrial-distribuidor y eléctrico; los cuales, en conjunto, tuvieron una caída en el volumen y el valor de sus ventas al pasar de 3,463.5 MMpcd en 2013, a 2,623.1 MMpcd en 2017, lo que significó una disminución del 6.7% en promedio anual del volumen; el valor cayó en 2.4%, al pasar de 81,775.4 mdp el primer año a 74,287.7 mdp en el último.

En materia de robos, en el periodo 2011-2018, el número de tomas clandestinas se incrementó en 851.0%, al pasar de 1,323 a 12,581, al respecto con los datos observados la ASF estima que, de no atender las causas de esta problemática, el número de tomas clandestinas podría incrementarse

69.0% en promedio anual, al pasar de 12,581.0 en 2018 a 18,264.0 en 2023, cifra mayor que el crecimiento promedio de 2011-2018, de 38.0%.

Por lo que se refiere al comercio internacional, durante el periodo 2013-2017, se observó una reducción en 0.3% en promedio anual, al pasar de 1,188.7 a 989.1 millones de barriles diarios; mientras que las importaciones se incrementaron en 23.8% en promedio anual, al pasar de 1,289.7 en 2013, a 1,153.6 miles de barriles diarios en 2017, en términos de valor el comportamiento de las exportaciones se redujo en 39.3% al pasar 744,511.9 mdp a 452,242.2, caso contrario al de las importaciones el cual se incrementó en 15.2% al pasar de 434,160.2 mdp a 500,112.4 mdp.

- Reducción de los costos de producción

Por lo que se refiere a los costos de producción de los productos comercializados por PEMEX, presentaron una disminución de 2013 a 2017, teniendo que la gasolina magna en el primer año presentó un costo promedio de producción de 2.0 miles de pesos por barril y para 2017 disminuyó a 1.3, lo que significó un decrecimiento del 10.2 puntos porcentuales; en el caso de la gasolina Premium es similar ya que su costo decreció en 10.2 puntos porcentuales pasando de 2.0 miles de pesos por barril a 1.3 miles de pesos. El diésel tuvo en promedio una mayor disminución del 10.9 puntos porcentuales, pues pasó de 1.9 a 1.2 miles de pesos.

- Desempeño financiero de PEMEX

En cuanto al desempeño financiero de PEMEX, durante el periodo de análisis, si bien la utilidad antes de impuestos de PEMEX es positiva, la misma ha disminuido en 92.5%, al pasar de 694,837.6 mdp a 52,129.4 mdp, durante el periodo analizado. La situación antes descrita, es ocasionada principalmente por la disminución de 13.1% en los ingresos por ventas, al pasar de 1,608,204.6 mdp a 1,397,029.7 mdp, así como por el incremento de 23.4% en los costos directos, los cuales pasaron de 814,006.3 mdp a 1,004,204.9 mdp, en el periodo de análisis.

Por lo anterior, su rendimiento sobre activos (ROA) se redujo en 58.6%, pasando de una tasa negativa de 8.3% a 13.2% en los mismos años. Asimismo, destaca el hecho que durante el periodo 2014-2017 el CAPEX / de la EPE fue de 333,100.6 mdp, cifra 2.6 veces inferior al de la contratación de deuda financiera, la cual fue de 1,196,634.7 mdp. Por último, resulta relevante que durante el periodo 2013-2017 el pasivo laboral de PEMEX se incrementó en 12.4% al pasar de 1,119,207.9 mdp a 1,258,436.1 mdp.

Respecto del ROE (Utilidad del ejercicio / Capital Contable): en 2013, PEMEX obtuvo una pérdida neta en el ejercicio de (170,058.4) millones de pesos, y en 2017 registró una pérdida neta de (280,850.6) millones de pesos.

El rendimiento neto sobre el capital de PEMEX es negativo, debido al incremento de la pérdida entre 2013 y 2017 al pasar de 170,058.4 mdp a 280,850.6 mdp. Como resultado de lo anterior, en el periodo de análisis el déficit patrimonial de PEMEX aumentó 711.0%.

Resulta relevante señalar que durante el periodo 2013-2017 el pasivo laboral de PEMEX se incrementó en 12.4% al pasar de 1,119,207.9 mdp a 1,258,436.1 mdp.

3. Resultados de la política pública

3. Resultados

3.1. Objetivos

3.1.1. Inversión y riesgos financieros

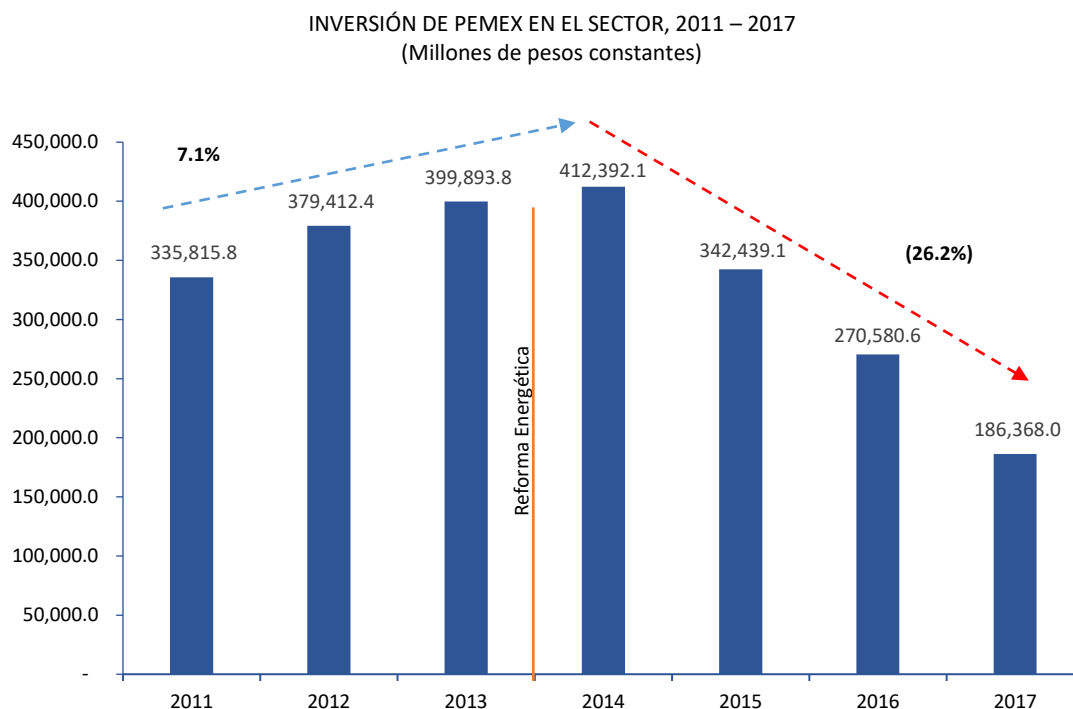
Uno de los factores que originaron la reforma energética en materia de hidrocarburos fue la falta de inversión en el sector para que la producción no se vea disminuida y con ello garantizar la producción que demandan los consumidores y haya mejores precios; además, se destaca que se pretendía que la reforma debía de disminuir el riesgo financiero que asumía el Estado, ya que la intención de que los particulares participaran era que se lograra un equilibrio. Por lo anterior, y con el propósito de analizar el avance que se ha tenido en éstos temas, en este apartado se analiza la evolución de la inversión y el riesgo financiero que asume el Estado, a fin de medir el avance en el cumplimiento de los objetivos mencionados.

a) Inversión en el sector

Mediante oficio núm. 411/1915/18 del 5 de diciembre de 2018 la SENER informó que las inversiones públicas y privadas en materia de hidrocarburos, son realizadas por las Empresas Productivas del Estado y Contratistas respectivamente, éstas se encuentran reflejadas en los correspondientes Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, quien es la Unidad encargada de administrar técnicamente los contratos y asignaciones, así como aprobar y supervisar el cumplimiento de los citados planes. Por lo anterior se retomaron los datos publicados en el “Sistema de Información de Hidrocarburos”.

La inversión de PEMEX ^{120/} antes y después de la reforma, así como la participación que los privados han tenido en este tema, se presenta a continuación:

^{120/} Como ya se mencionó en el apartado del desempeño financiero de PEMEX, la inversión neta realizada por la empresa en la adquisición y mejora de sus activos productivos, durante el periodo 2014 a 2017, fue de 333,100.6 millones de pesos (Mdp), mientras que la deuda ascendió a 1,196,634.7 Mdp, situación que denota que la contratación de nueva deuda no se relaciona directamente con inversiones de largo plazo, lo que implica que ésta obedeció a necesidades operativas y administrativas.



FUENTE: Elaborado por la ASF; con la información obtenida de “Inversión en cifras”, consultada en <http://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/InversionCifras.aspx>, en noviembre de 2018.

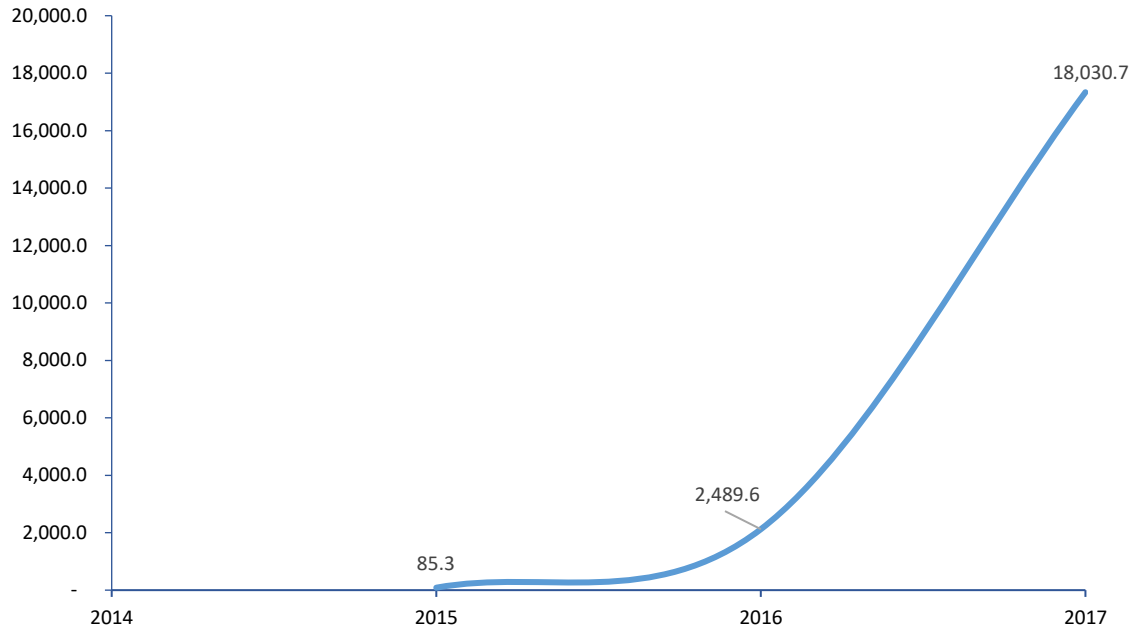
Nota 1: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017

Nota 2: Las cantidades originales se encontraban en dólares, se utilizaron los tipos de cambio indicados en la página de consulta, los cuales fueron: 12.43 pesos para 2011, 13.16 pesos para 2012, 12.77 pesos para 2013, 13.30 pesos para 2014, 15.85 pesos para 2015, 15.90 pesos para 2016, 18.20 pesos para 2017

El gráfico anterior muestra las cantidades invertidas por PEMEX en el periodo 2011-2017, donde se observa que antes de la reforma se presentaba una tendencia positiva con una tasa de crecimiento anual del 7.1%. No obstante, en años posteriores su tendencia fue a la baja con una tasa negativa de 26.2% de 2015 a 2017.

En esos años, la inversión de los particulares que participan en actividades relacionadas con el sector aumentó, ya que pasó de 85.3 millones de pesos en el primer año a 18,030.7 mdp en el último; sin embargo, aun cuando creció la inversión, ésta no ha compensado la caída en la inversión de PEMEX y tampoco se ha visto reflejada en un incremento en la producción de hidrocarburos. La inversión privada en el sector, se muestra en la gráfica siguiente:

INVERSIÓN DE PARTICULARES EN EL SECTOR, 2015 – 2017
(Millones de pesos)



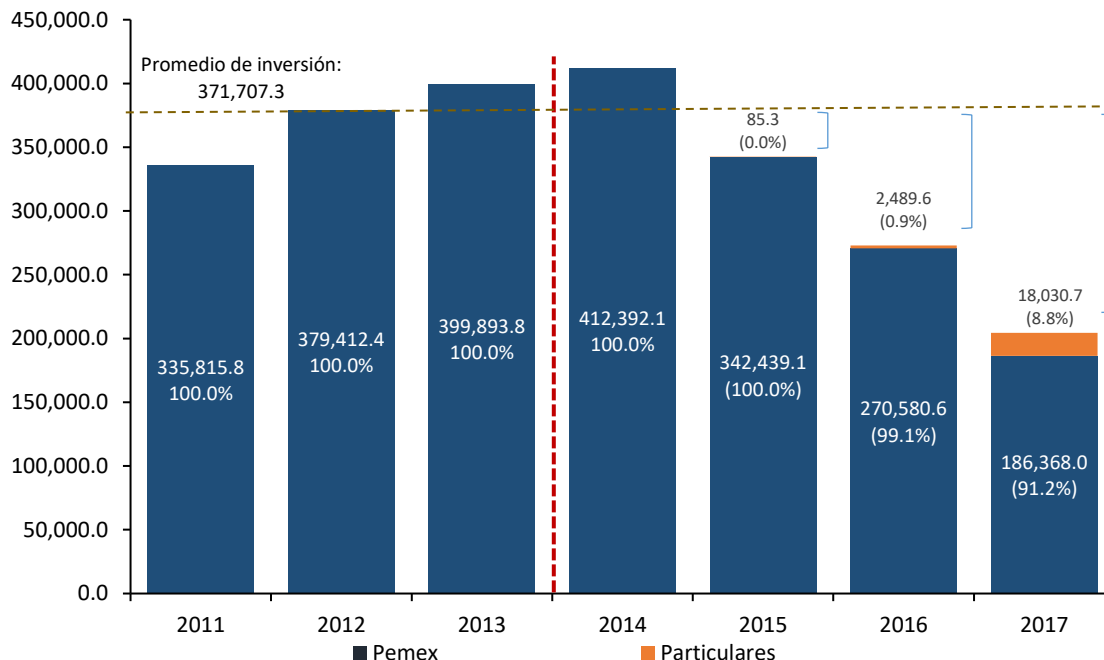
FUENTE: Elaborado por la ASF; con la información obtenida del "Sistema de Información de Hidrocarburos", consultada en <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboard-sih.php>, en noviembre de 2018.

NOTA 1: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017

NOTA 2: Las cantidades originales se encontraban en dólares, se utilizaron los siguientes tipos de cambio a 2015 fue de 15.85417589, a 2016 de 18.65670109, a 2017 de 18.92911123 y a 2018 de 19.04187723.

Considerando la inversión total del sector (PEMEX y los particulares) se realizó una comparación, en la que si bien se observa que la EPE disminuyó su inversión y la de los privados ha aumentado, en conjunto no se ha alcanzado el promedio de la inversión realizada antes de la reforma de 371,707.3 mdp, ya que, en los años 2015, 2016 y 2017, la inversión total fue de 29,268.2 mdp; 101,126.7 mdp, y 185,339.3 mdp, respectivamente

COMPARACIÓN DE LA INVERSIÓN A PARTIR DE LA EJECUCIÓN DE LA REFORMA ENERGÉTICA, 2015–2017
 (Millones de pesos)



FUENTE: Elaborado por la ASF; con la información obtenida de “Inversión en cifras” y “Sistema de Información de Hidrocarburos”, consultada en <http://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/InversionCifras.aspx> y <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboard-sih.php>, respectivamente, en noviembre de 2018.

Nota: Se considera un periodo de 2015-2017 ya que si bien la reforma comenzó en el 2013 es hasta dos años después de su inicio que los particulares comenzaron a invertir, ya que en los años previos se sentaron las bases de su participación.

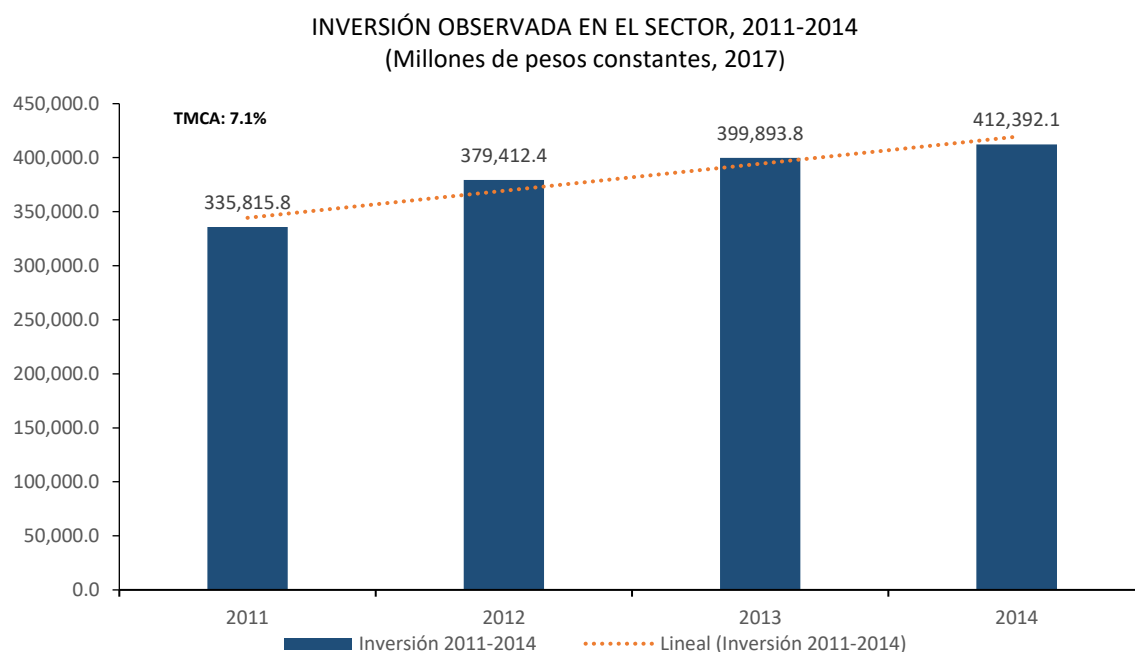
Como se puede observar, la participación de los privados ha aumentado en el periodo 2015-2017; no obstante, dado el breve periodo de implementación de la reforma, y la disminución de la inversión de la EPE, la inversión total del sector muestra una tendencia decreciente a partir de 2015, por lo que se considera que se deben fortalecer los mecanismos para atraer la inversión, a fin de aumentar la producción de los hidrocarburos.

b) Riesgos financieros

Como resultado de las modificaciones normativas e institucionales de 2014, el Ejecutivo Federal planteó el objetivo de reducir la exposición del país a los riesgos financieros de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, lo anterior dado que dichas actividades se encontraban reservadas de forma exclusiva al Estado, por lo que asumía todo el riesgo financiero (totalidad de la inversión).

Al respecto, se solicitó a la SENER indicar de qué manera mide el avance en el cumplimiento de dicho objetivo, no obstante, la entidad no dispuso de mecanismos para su cuantificación, por lo que la ASF

realizó una estimación del periodo 2015-2017, con la información observada de la inversión realizada por PEMEX en los años 2011-2014, como se muestra a continuación:

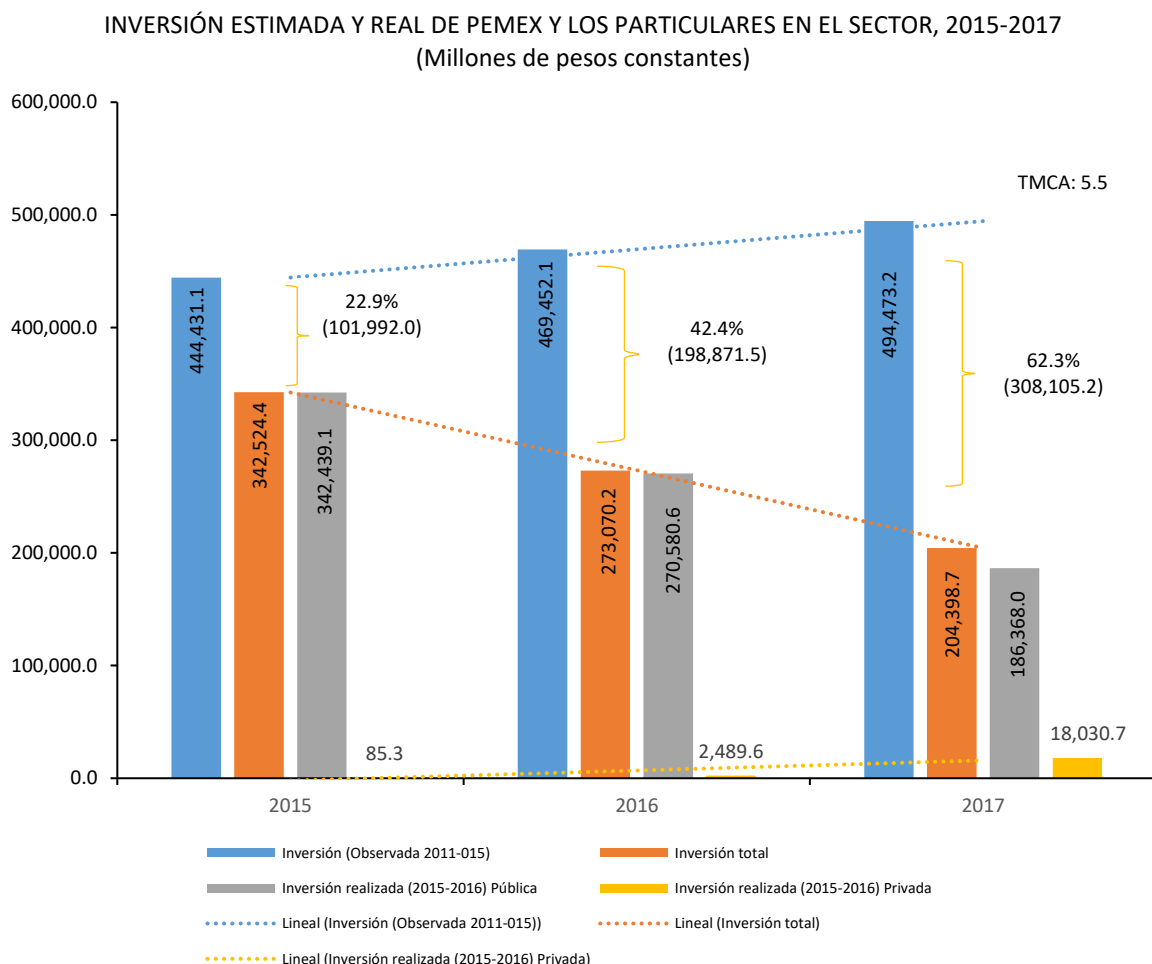


FUENTE: Elaborado por la ASF; con base en información de PEMEX obtenida de “Inversión en cifras”, consultada en: <http://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/InversionCifras.aspx>, en noviembre de 2018.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

TMCA: Tasa media de crecimiento anual.

De acuerdo con la gráfica anterior, de 2011 a 2014, la inversión en el sector se incrementó 7.1% en promedio anual, al pasar de 335,815.8 mdp a 412,392.1 mdp, con base en la tendencia mostrada durante este periodo, se estimó el monto de la inversión para el periodo 2015-2017 y se cotejó con la inversión real del sector, los resultados se muestran a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF; con base en información de PEMEX obtenida de “Inversión en cifras”, consultada en: <http://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/InversionCifras.aspx>, en noviembre de 2018.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

TMCA: Tasa media de crecimiento anual.

De acuerdo con la gráfica anterior, de haber continuado con la tendencia mostrada de 2011 a 2014, la inversión durante el periodo 2015-2017, se hubiera incrementado en promedio anual 5.5%, al pasar de 444,431.1 mdp a 494,473.2; no obstante, en 2015 la inversión pública fue de 342,439.1 mdp, ello representó el 77.1% de lo estimado para ese año, mientras que la inversión de la iniciativa privada representó el 0.02% de la estimada, por lo que se refiere a la inversión real, la cual representa el riesgo financiero que asume el Estado, PEMEX absorbió el 99.98%.

En 2016, se estimó que la inversión en el sector fuera de 469,452.1 mdp, en cambio, fue de 273,070.2 mdp, 41.8% menos de lo que se estimó. Del total de la inversión realizada PEMEX fue responsable del 99.1% (270,580.6 mdp), mientras que los privados invirtieron 2,489.6 mdp, el 0.9% de la inversión real. Por último, en 2017 se calculó que la inversión total sería de 494,473.2 mdp; no

obstante, fue de 204,398.7 mdp, de la cual el sector público participó con el 91.2% (186,368.0 mdp), y la inversión privada con el 8.8% (18,030.7 mdp).

En conclusión, de acuerdo con la exposición de motivos de la reforma energética, hasta 2013 las necesidades energéticas del país, las exigencias del entorno internacional cada vez más competitivo, el incremento en los riesgos y el monto de las inversiones requeridas para la producción de hidrocarburos, dificultó que PEMEX fuera capaz de satisfacer la demanda, por lo que con la reforma y la apertura a los privados se esperaba que un incrementó en los volúmenes de inversión; no obstante, durante el periodo 2015-2017, se redujo en 59.7%, al pasar de 342,524.4 a 204,398.7 mdp, asimismo, del total de la inversión PEMEX asumió el riesgo por 99.98% en 2015 y por 91.2% en 2017, lo anterior significó una reducción de 8.8 puntos porcentuales en el riesgo financiero asumido por la EPE, pero la reducción en los montos de inversión hace que esta disminución no sea significativa, ni tenga efectos en el cumplimiento del objetivo.

Considerando la inversión total del sector (PEMEX y los particulares) se observa que la EPE ha disminuido su inversión y la delos privados ha aumentado, pero no ha logrado compensar la reducción de la inversión pública, un ejemplo de esto es el año 2017 en el que el Estado mediante Petróleos Mexicanos invirtió 186,368.0 mdp y el sector privado 18,030.7 mdp, lo que da una suma de 204,398.7 mdp, cifra que representa el 41.2% de lo que puedo haber invertido la EPS, si se considera la tendencia que mantenía hasta 2013, la cual asciende a 494,473.2 mdp para 2017.

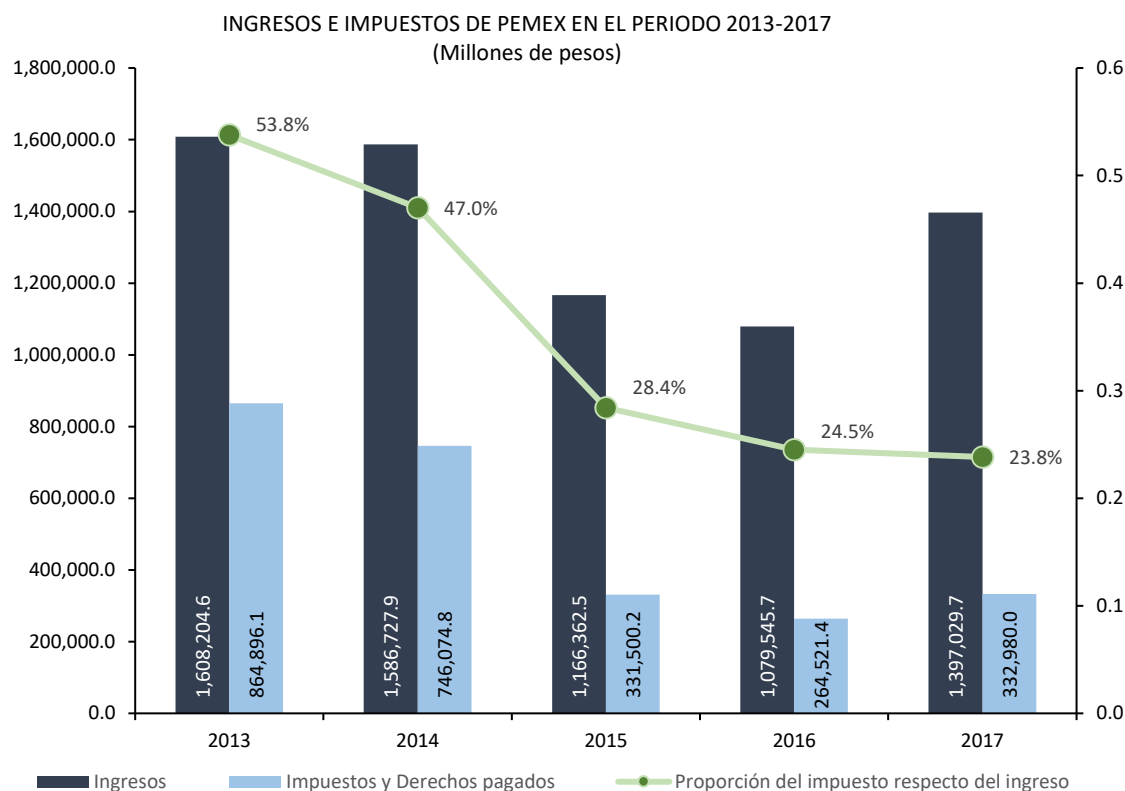
3.1.2 Disminución de la carga fiscal de PEMEX

De acuerdo con el Estado, durante los años previos a la reforma energética, el Gobierno Federal, por medio de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, impuso una elevada carga fiscal a PEMEX para hacer frente a sus necesidades de la única empresa dedicada a la exploración, extracción y distribución de hidrocarburos, por lo que modificó la paraestatal en Empresa Productiva del Estado, a fin de, entre otras cosas, disminuir su carga fiscal. ^{121/}

Con la implementación de la Reforma Energética, se esperaba, entre otras cosas, reducir la carga fiscal de la empresa, por medio de la inserción de inversión privada. Los impuestos y derechos

^{121/} Gobierno de la Republica, Reforma energética, "Explicación Ampliada", consultada el 29 de enero de 2019, disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf

pagados, así como los ingresos que recibió la paraestatal, como consecuencia de la producción y venta de hidrocarburos, se presenta en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEMEX, correspondientes a los ejercicios fiscales 2013-2017.

Nota: Los datos se encuentran a precios de 2017.

En el periodo 2013-2017, PEMEX otorgó al Estado, por medio de impuestos, 2,539,972.5 mdp. Asimismo, sus ingresos fueron 6,837,870.4 mdp. Como se observa en la gráfica, los impuestos y derechos pagados disminuyeron 21.2% en promedio anual, al pasar de 864,896.1 mdp a 332,980.0 mdp, en esos años; además, sus ingresos decrecieron 3.5% en promedio anual, pasaron de 1,608,204.6 mdp a 1,397,029.7, en el periodo referido, cabe señalar que en 2016 se registró la menor cantidad de ingresos del periodo, ésta significó una reducción de 32.9%, respecto de lo registrado en 2013.

Para complementar el análisis, se presentan los resultados obtenidos en las auditorías núm. 484-DE “Producción de Gas Natural” y la 507-DE “Procesamiento de Gas”, correspondientes a la revisión de la Cuenta Pública 2017.

- Pemex Exploración y Producción (484-DE “Producción de Gas Natural”)

Debido a los resultados negativos que registró PEP en los ejercicios 2016 y 2017, el Gobierno Federal le otorgó beneficios fiscales ^{122/} para garantizar la continuidad de las actividades estratégicas de exploración y extracción, como se detalla a continuación:

EFECTOS DE LOS BENEFICIOS FISCALES EN LA SITUACIÓN FINANCIERA DE PEP, 2016-2017
 (Millones de pesos a precios de 2017)

Concepto	Años	
	2016	2017
Total de beneficios fiscales (a) =(b+c)	67,560.8	7,770.0
Primer beneficio (b)	40,213.9	7,770.0
Segundo beneficio (c)	27,346.9	n.a.
Pérdida neta de PEP con beneficios fiscales (d)	44,069.0	150,388.7
Pérdida neta de PEP sin beneficios fiscales (e)=(d+a)	111,629.8	158,158.7

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en los estados financieros dictaminados de PEMEX Exploración y Producción, 2013-2016.

n.a. No aplicable.

Los efectos de éstos beneficios fiscales en la situación financiera de la EPS fueron los siguientes:

- En 2016, por decreto presidencial, se otorgaron dos beneficios fiscales a la empresa con la finalidad de garantizar la continuidad de las actividades estratégicas de exploración y extracción de hidrocarburos,^{123/} que ascendieron a 67,560.8 mdp.
- El 18 de agosto de 2017, se publicó en el Diario Oficial de la Federación un decreto presidencial por medio del cual se otorgó un estímulo fiscal a PEP, con la finalidad de: “(...) evitar una pérdida de ingresos que afectaría a las entidades federativas, municipios y demarcaciones territoriales de la Ciudad de México, el Estado debe implementar mecanismos para garantizar la continuidad de las actividades de extracción de hidrocarburos”.^{124/} El beneficio que se obtuvo por la aplicación de este decreto fue de 7,770.0 mdp. De acuerdo con los estados financieros de 2017, PEP espera continuar obteniendo dicho beneficio durante al menos los tres años siguientes.

^{122/} En el artículo 39, fracción III, del Código Fiscal de la Federación se indica que, los “beneficios fiscales” son las deducciones o estímulos que se otorgan, por medio de decreto presidencial, a un determinado contribuyente.

^{123/} Diario Oficial de la Federación, Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican. México, 2017.

^{124/} Petróleo crudo y gas natural.

- Sin los beneficios fiscales otorgados a PEP en 2016 (67,560.8 mdp) la pérdida observada en ese año, de 44,069.0 mdp, habría sido de 111,629.8 mdp. Asimismo, sin los beneficios fiscales de 2017, que ascendieron a 7,770.0 mdp, la pérdida neta de la empresa de 150,388.7 mdp, habría sido de 158,158.7 mdp.
- Pemex Transformación Industrial (507-DE "Procesamiento de Gas")

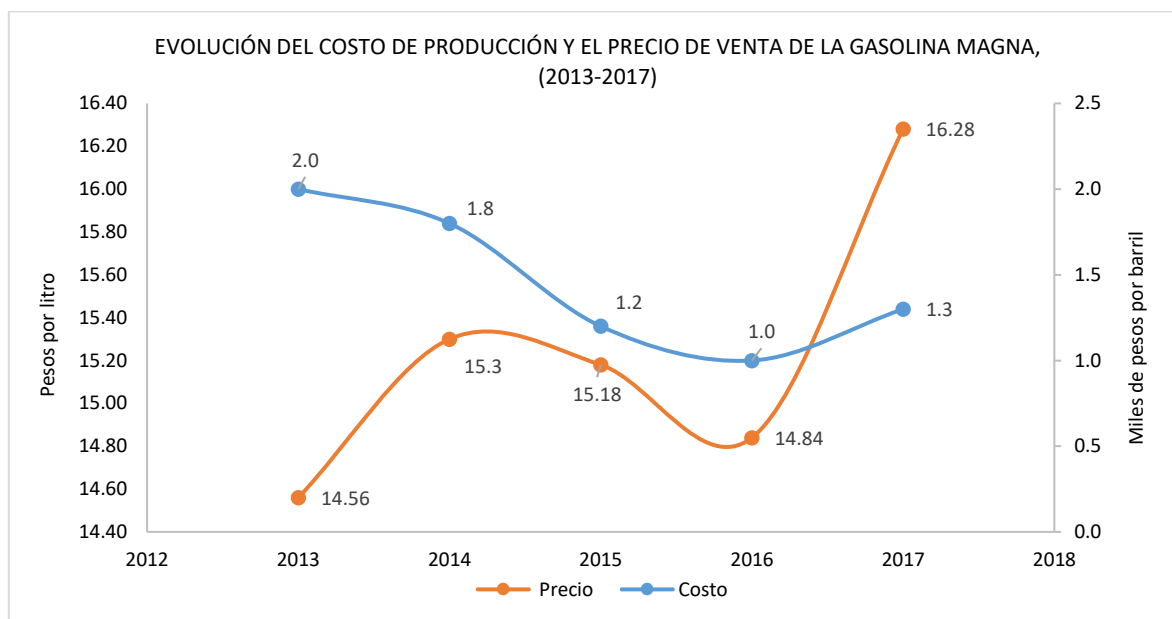
En 2017, PTRI registró pérdidas netas por 44,599.7 mdp que fueron compensadas con la exención del dividendo estatal al que está obligada a pagar. Al respecto, en ese año la empresa fue eximida del pago del dividendo estatal, equivalente al 30.0% de sus ingresos, por la SHCP, con opinión favorable del Comité Técnico del Fondo Mexicano del Petróleo.^{125/}

En conclusión, la proporción del pago de impuestos y derechos, respecto del ingreso obtenido por la empresa, disminuyó 30.0 puntos porcentuales, al pasar de 53.8% a 23.8%, en el periodo analizado; no obstante, la reducción del pago de impuestos, respecto de los ingresos obtenidos por PEMEX, no es atribuible a una menor carga fiscal como resultado de la reforma energética, ya que las empresas productivas subsidiarias han recibido tanto beneficios fiscales como la exención de los dividendos estatales a los que están obligadas, los que se han otorgado en respuesta a las pérdidas financieras registradas en estas empresas, a fin de garantizar la continuidad de su operación, tal como demuestra los resultados de las auditorías núm. 484-DE "Producción de Gas Natural" y la 507-DE "Procesamiento de Gas Natural", correspondientes a la revisión de la Cuenta Pública 2017.

3.1.3. Reducción de los precios de los hidrocarburos

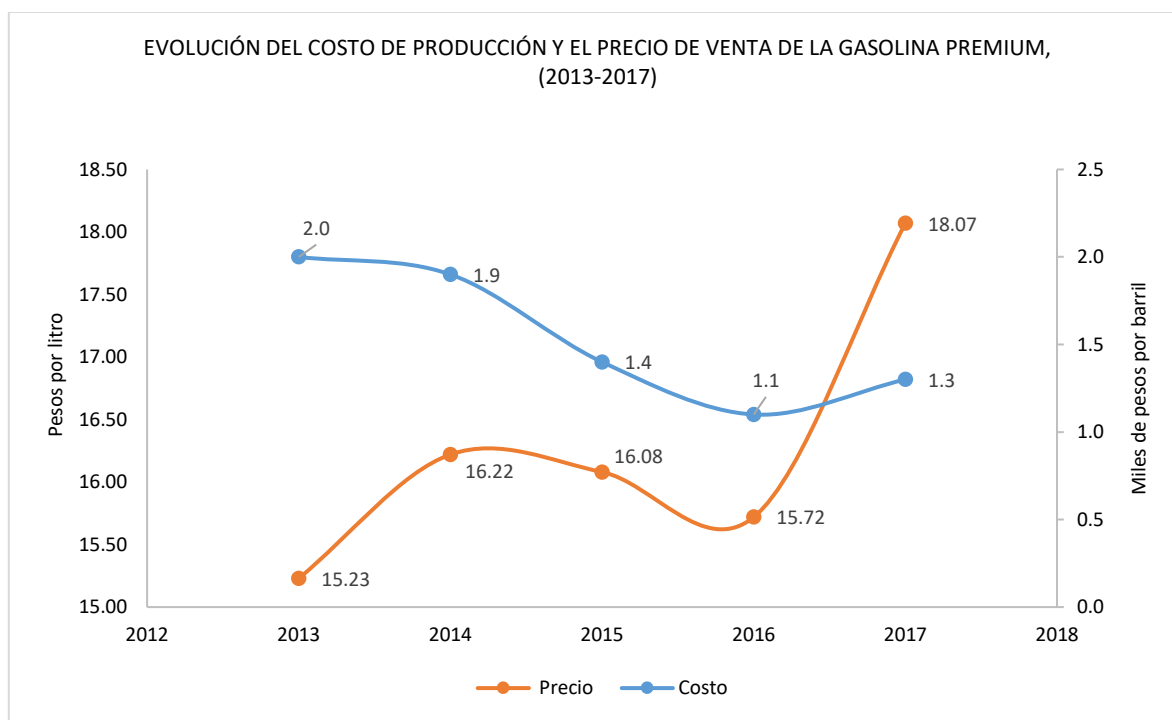
Uno de los efectos esperados de la Reforma Energética es reducir los precios de los hidrocarburos para el usuario final, por ello se presenta un comparativo entre el precio de las gasolinas y el diésel con el costo promedio de producción por barril de cada uno de éstos combustibles, los resultados se presentan a continuación:

^{125/} Para 2018 y 2019, PTRI también fue eximida del pago de dividendo estatal, el cual será el cuarto año consecutivo en el que la EPS no pague dicho dividendo.



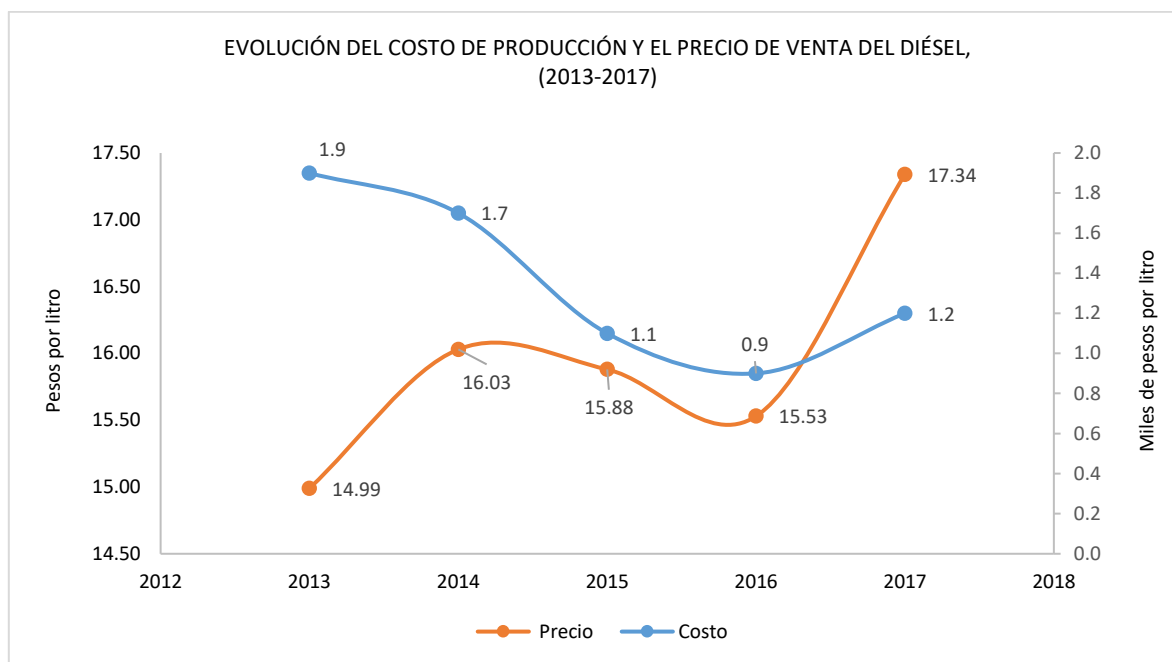
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de Petróleos Mexicanos, Indicadores petroleros 2013-2018, y de la Comisión Reguladora de Energía, Precios Diarios Promedio Nacional y Precios Promedio Mensuales por Entidad Federativa de Gasolinas y Diésel Precios máximos 2017-2018, y con información proporcionada por PEMEX mediante el oficio A/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/377/2018 con fecha del 23 de abril de 2018.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de Petróleos Mexicanos, Indicadores petroleros 2013-2018, y de la Comisión Reguladora de Energía, Precios Diarios Promedio Nacional y Precios Promedio Mensuales por Entidad Federativa de Gasolinas y Diésel Precios máximos 2017-2018, y con información proporcionada por PEMEX mediante el oficio A/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/377/2018 con fecha del 23 de abril de 2018.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de Petróleos Mexicanos, Indicadores petroleros 2013-2018, y de la Comisión Reguladora de Energía, Precios Diarios Promedio Nacional y Precios Promedio Mensuales por Entidad Federativa de Gasolinas y Diésel Precios máximos 2017-2018, y con información proporcionada por PEMEX mediante el oficio A/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/377/2018 con fecha del 23 de abril de 2018.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

Durante el periodo 2013-2017, el precio de venta al público de la gasolina magna se incrementó en 11.8%, al pasar de 14.56 a 16.28 pesos; la gasolina premium 18.6%, al registrar 15.23 y 18.07 pesos, y el diésel 15.7%, al cambiar de 14.99 a 17.34; no obstante, la ASF identificó que el costo de producción promedio de la gasolina magna y premium se redujo en 35.0%, al pasar de 2.0 miles de pesos por barril en 2013 a 1.3 en 2017; mientras que el costo de producción del diésel disminuyó en 36.8%, al pasar de 1.9 a 0.9 miles de pesos por barril.

Si bien la reducción de los costos de producción es algo positivo, esto no se ha reflejado en el precio final de los hidrocarburos a los consumidores; ya que, mientras que el costo de producción decreció 35.6%, el precio promedio de los combustibles aumentó 15.4%, en esos años, por lo que no se cumplió el objetivo establecido en la Reforma Energética de que los consumidores tuvieran acceso a éstos combustibles a un menor precio.

3.1.4. Disminución del impacto ambiental

Después de la implementación de las actividades de regulación y supervisión ambiental que realiza la ASEA, uno de los cambios esperados de la política pública en materia de energía, es la reducción de la contaminación y degradación de sitios que afectan el uso sustentable de los recursos naturales;

por lo que las acciones deberían orientarse a garantizar que la explotación y beneficio de los hidrocarburos se realice con el compromiso de conservar el equilibrio ecológico para detener, revertir y restaurar el deterioro de los ecosistemas y el agotamiento de recursos, con la finalidad de garantizar la sustentabilidad de la actividades de exploración y extracción en el largo plazo.

Los deterioros ambientales provocados por las actividades económicas consisten en el agotamiento de los recursos naturales ^{126/} y la degradación ambiental, ^{127/} de los cuales se derivan costos en los que la sociedad tiene que incurrir para prevenir o remediar tales afectaciones. Los daños provocados por las actividades de exploración y extracción consisten en la afectación de los ecosistemas de muchas regiones debido a las sustancias químicas contaminantes que resultan como residuo de varias actividades petroleras. ^{128/}

En la implementación de la política pública, se identificó que las instituciones encargadas del cuidado ambiental no cuentan con lineamientos, ni métodos para determinar los costos ambientales producidos por la actividad petrolera. No obstante, en el sistema de cuentas económicas y ecológicas del INEGI, se identificaron los costos por la degradación del medio y por agotamiento de los recursos naturales, ^{129/} para el periodo 2013-2016 (último dato disponible); asimismo, se muestra el PIB del sector para calcular la relación que cada actividad guarda, como se muestra a continuación:

^{126/} Disminución de tres activos naturales: recursos forestales, hidrocarburos y aguas subterráneas.

^{127/} Emisiones de diversos contaminantes sobre tres activos ambientales: aire, suelo y agua.

^{128/} Saade Myriam, Desarrollo minero y conflictos socioambientales, los casos de Colombia, México y el Perú, Serie Macroeconomía del Desarrollo, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Naciones Unidas, Santiago de Chile, 2013.

^{129/} Los costos por agotamiento son los cálculos monetarios que expresan el desgaste o pérdida de los recursos naturales (equivalente a una depreciación), como consecuencia de su utilización en el proceso productivo; los costos por degradación son las estimaciones monetarias requeridas para restaurar el deterioro del ambiente ocasionado por las actividades económicas. Sistema de Cuentas Nacionales de México. Cuentas Satélite de México. Fuentes y Metodologías, 2013.

PRODUCTO INTERNO BRUTO DE LA MÍNERIA POR ACTIVIDAD, 2013-2018
 (Millones de pesos constantes y porcentajes)

Año	Extracción de gas y petróleo	PIB Minería		Total	Extracción de gas y petróleo	Participación		Total
		Minerales metálicos y no metálicos	Servicios relacionados con la minería			Minerales metálicos y no metálicos	Servicios relacionados con la minería	
2013	1,070,726.7	201,897.9	110,418.1	1,383,042.7	77.4	14.6	8.0	100.0
2014	1,020,532.0	190,624.4	111,027.5	1,322,183.8	77.2	14.4	8.4	100.0
2015	509,851.0	203,583.4	106,129.2	819,563.5	62.2	24.8	12.9	100.0
2016	443,371.0	237,869.3	95,669.9	776,910.2	57.1	30.6	12.3	100.0
2017	567,536.7	251,751.7	82,564.4	901,852.9	62.9	27.9	9.2	100.0
2018	713,945.7	261,406.8	85,982.1	1,061,334.6	67.3	24.6	8.1	100.0
Variación	(47.0)	24.7	(25.2)	(34.8)	(10.1)	10.0	0.1	n.a.
Promedio	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	67.3	22.8	9.8	100.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información del Banco de Información Económica, Cuentas económicas y Ecológicas de México, 2013-2017, Instituto Nacional de Geografía y Estadística.

1/ Información disponible al segundo trimestre de 2018.

2/ La variación se calculó con base en los datos de 2013 y 2017, debido a los datos de 2018 corresponden hasta el segundo trimestre.

NOTA: Precios deflactados a 2017.

n.a.: No aplica.

Durante el periodo 2013-2017 el PIB del sector minero se redujo 34.8%, al pasar de 1,383,042.7 mdp a 901,852.9 mdp, así como las actividades de extracción de gas y petróleo en 47.0%, al registrar 1,070,726.7 mdp y 567,536.7 mdp; la minería de minerales metálicos y no metálicos en 25.2%, al transitar de 110,418.1 mdp a 85,564.4 mdp, y los servicios relacionados con la minería en 24.7%, al cambiar de 201,897.9 mdp a 251,751.7 mdp. Cabe destacar que las actividades de extracción de gas y petróleo representaron en promedio el 67.3% de del PIB de la minería; la explotación de minerales metálicos y no metálicos 22.8%, y los servicios relacionados 9.8%.

En relación con el costo por degradación y agotamiento de los recursos naturales derivado de las actividades de extracción de hidrocarburos, los resultados durante el periodo 2013-2016 se presentan a continuación:

COSTO POR DEGRADACIÓN Y AGOTAMIENTO DEL SECTOR MINERO, 2013-2016
 (Millones de pesos constantes)

Año	Costo por degradación	Costo por agotamiento	Total	Participación de las actividades extracción de gas y petróleo en el PIB minero	Costo por degradación y agotamiento de la extracción de hidrocarburos
2013	141.9	279,657.2	279,799.1	77.4	216,564.5
2014	137.1	149,508.7	149,645.8	77.2	115,526.6
2015	127.0	89,915.9	90,042.9	62.2	56,006.7
2016	117.2	83,462.9	83,580.1	57.1	47,724.2
Var (%)	(17.4)	(70.2)	(70.1)	(20.3) pp	(78.0)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información del Banco de Información Económica, Cuentas económicas y Ecológicas de México, 2003-2016, Instituto Nacional de Geografía y Estadística.

NOTA: Precios deflactados a 2017.

pp: Puntos porcentuales.

De acuerdo con la información anterior, el costo por degradación y agotamiento de los recursos naturales del sector minero disminuyó 70.1%, al pasar de 279,799.1 mdp en 2013 a 83,580.1 mdp en 2016; asimismo, la participación de las actividades extracción de gas y petróleo osciló entre 77.4% y 57.1% del PIB del sector, por lo que en promedio 68.5% de la degradación y agotamiento fueron causadas por la extracción de hidrocarburos, como se muestra a continuación:

PARTICIPACIÓN DEL COSTO POR AGOTAMIENTO Y DEGRADACIÓN AMBIENTAL
 DE LA ACTIVIDADES DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, RESPECTO DE SU PIB, 2003-2014
 (Miles de millones de pesos y porcentajes)

Año	PIB Minería	Costo por degradación y agotamiento de la extracción de hidrocarburos	Participación
2013	1,383,042.7	216,564.5	15.7
2014	1,322,183.8	115,526.6	8.7
2015	819,563.5	56,006.7	6.8
2016	776,910.2	47,724.2	6.1
Variación	(43.8)	(78.0)	(9.5) pp

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información del Banco de Información Económica, Cuentas económicas y Ecológicas de México, 2003-2016, Instituto Nacional de Geografía y Estadística.

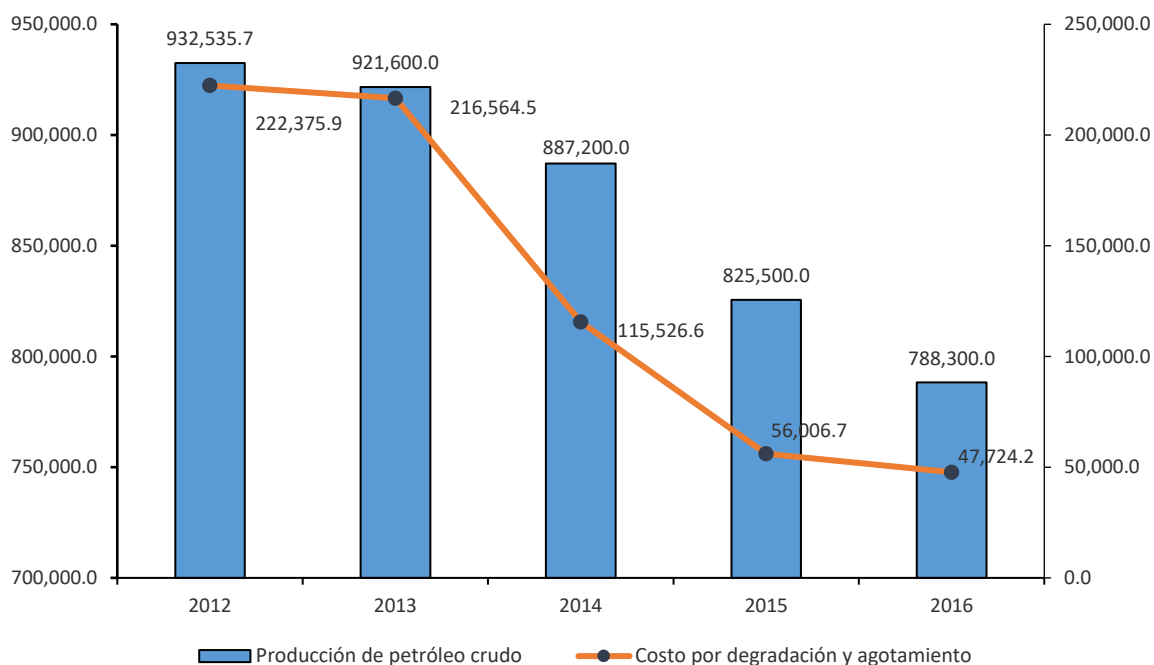
pp: Puntos porcentuales.

NOTA: Precios deflactados a 2017.

Durante el periodo 2013-2017, la producción de petróleo crudo ha disminuido 22.8%, al pasar de 921,600.0 miles de barriles a 711,200.0, tanto el costo por degradación y agotamiento de las actividades de extracción de hidrocarburos y el volumen de producción de petróleo crudo presentan variaciones a la baja, ya que cuando la producción presenta rezagos, también lo hace el costo por degradación y agotamiento.

Lo anterior significa que la variable de costo por degradación y agotamiento de las actividades de extracción de hidrocarburos, depende de la producción de petróleo crudo, como se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN DE PETROLEO CRUDO Y COSTO POR DEGRADACIÓN Y AGOTAMIENTO, 2013-2016
 (Millones de barriles y millones de pesos)



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en información otorgada por PEMEX mediante el oficio CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/278/2018 con fecha de 9 de abril de 2018 e información disponible en: <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>

NOTA: La producción promedio diaria de petróleo crudo durante fue de 2,522.0, en 2013; 2,429.0, en 2014; 2,267.0, en 2015; 2,154.0, en 2016.

En conclusión, durante el periodo 2012-2017, la producción de petróleo crudo disminuyó 15.5%, al pasar de 932,535.7 millones de barriles a 788,300.0; asimismo, el costo por degradación y agotamiento de las actividades de extracción de hidrocarburos decreció 78.5%, al pasar de 222,375.9 mdp a 47,724.2 mdp. Ambas variables presentan variaciones a la baja, ya que cuando la producción presenta rezagos, también lo hace el costo por degradación y agotamiento, por lo que las variaciones en el costo siguen la tendencia del volumen de producción de petróleo.

No obstante, los operadores de la política no dispusieron de información que permitiera vincular el resultado de sus acciones con los datos calculados por el INEGI en materia de costo por degradación y agotamiento, derivado de las actividades relacionadas con el sector hidrocarburos. Adicionalmente, se debe destacar el hecho de la existencia de actividades ilegales que han provocado daños ambientales vinculados a los hidrocarburos, de los cuales ni la ASEA ni el INEGI, reportan datos específicos.

3.2. Fines

3.2.1. Cumplimiento de las metas de la reforma

La reforma constitucional en materia energética propuso los medios y las estrategias para optimizar la conducción, regulación, supervisión y operación de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, manteniendo la producción en un entorno atractivo de inversión para aumentar la participación de nuevos competidores, llevando a cabo contratos entre particulares y el Estado para la construcción y operación de nuevos centros de producción con los estándares de eficiencia, calidad y confiabilidad del abastecimiento de combustibles y permitiendo que Pemex diversifique el riesgo en las inversiones y se convierta en una empresa rentable, así como impulsar el desarrollo con responsabilidad social y proteger el medio ambiente; para ello propuso las metas que se muestran a continuación:

a) Precios y competencia

Entre los cambios que implicó la política pública energética, se encuentra la liberación de los precios de los petrolíferos, con el objetivo de transitar hacia un régimen de libre mercado, en la siguiente tabla se muestra la variación del costo de expendio al público de los principales hidrocarburos:

PRECIO DE EXPENDIO AL PUBLICO DE LOS PRINCIPALES HIDROCARBUROS, 2013-2018 ^{1/}
 (Pesos constantes y porcentaje)

Año	Gas licuado	Gasolina magna	Gasolina Premium	Diésel
2013	15.53	14.56	15.23	14.99
2014	16.35	15.30	16.22	16.03
2015	16.20	15.18	16.08	15.88
2016	14.22	14.84	15.72	15.53
2017	18.82	16.28	18.07	17.34
2018	19.99	19.40	20.92	20.66
Variación (%)	28.7	33.2	37.3	37.8

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de Petróleos Mexicanos, Indicadores petroleros 2013-2018, y de la Comisión Reguladora de Energía, Precios Diarios Promedio Nacional y Precios Promedio Mensuales por Entidad Federativa de Gasolinas y Diésel Precios máximos 2017-2018.

^{1/} Información disponible a octubre de 2018.

NOTA: Precios deflactados a 2017.

De acuerdo con la información anterior, durante el periodo 2013-2018 el precio de venta al público de gas licuado se incrementó 28.7%, al pasar de 15.53 a 19.99 pesos; la gasolina magna 33.2%, al registrar 14.56 y 19.40 pesos; la gasolina premium 37.3%, al transitar de 15.23 a 20.92 pesos, y el diésel 37.8%, al cambiar de 14.99 a 20.66 pesos; cabe destacar que a partir de 2017 se llevó a cabo

la liberación de los precios del gas licuado, la gasolina magna, la premium y el diésel, éstos registraron aumento del 32.4%, 9.7%, 14.9%, y 11.6%, respectivamente, en relación con 2016, ello significó un alza de 4.6, 1.44, 2.35, y 1.81 pesos, respectivamente.

En cuanto a generar las condiciones de competencia, la liberación de los precios de los hidrocarburos permitió la entrada de nuevas marcas, incentivando el mercado al menudeo, como se muestra a continuación:



Como resultado de la reforma en materia energética, la venta de combustibles (gasolinas y diésel) se abrió a nuevos competidores, con la finalidad de que la competencia del mercado favoreciera a los usuarios con mejores precios y prácticas, ya que anteriormente la única marca de gasolineras que operaba en el país era la de la PEMEX, los nuevos competidores tienen una nueva oferta, al diferenciarse unas de otras en calidad y servicio. ^{130/}

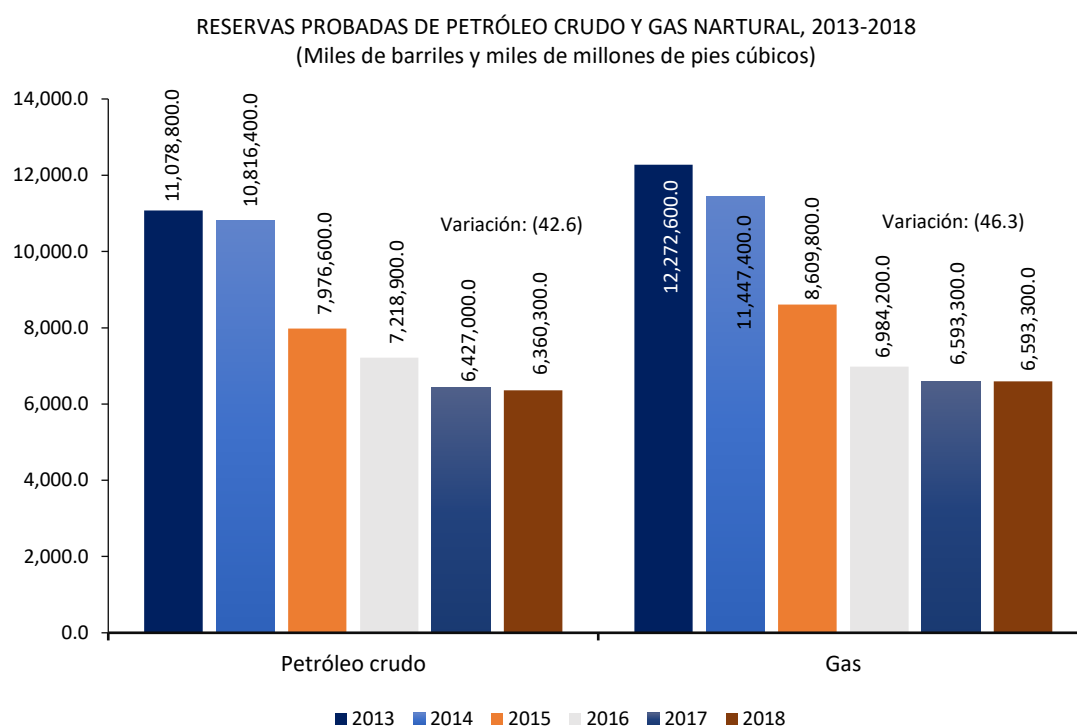
A 2018, operaron en el país 51 nuevas marcas, de las cuales 19 ofrecen un producto diferenciado al incorporar aditivos que ofrecen un mayor valor agregado, de éstas, 4 disponen de un suministro distinto al de PEMEX al importar combustible. No obstante, la incorporación de nuevos competidores no ha producido una disminución de precios, debido a que en mayor medida el

^{130/} Es importante destacar que el servicio si depende de la administración de cada estación de suministro de combustible, mientras que el combustible despachado depende del proveedor que lo distribuye.

proveedor de hidrocarburos es PEMEX, así como los costos del transporte en los que se incurre con la importación, almacenaje y distribución de combustibles.

b) Restitución de las reservas

La restitución de las reservas probadas de petróleo y gas, implica que el incremento de la producción este acompañado del descubrimiento de igual o mayor volumen de reservas, en la tabla siguiente se muestra su evolución durante el periodo 2013-2018:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por Petróleos Mexicanos mediante el oficio: CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/278/2018 y CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/304/2018, con fecha de 9 de abril de 2018.

De acuerdo con la gráfica anterior, durante el periodo 2013-2018 las reservadas probadas de petróleo crudo disminuyeron 42.6%, al pasar de 11,078,800.0 miles de barriles (Mb) a 6,360,300.0 Mb, ello significó una diferencia de 4,718,500.0 Mb; asimismo, el volumen de las reservas probadas de gas natural se redujo 46.3%, al reportar 12,272,600.0 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) y 6,593,300.0 MMMpc, implicado una diferencia de 5,679,300.0 MMMpc.

La tasa de restitución de las reservas probadas de petróleo y gas durante el periodo 2014-2018, se muestran a continuación:

TASA DE RESTITUCIÓN DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2014-2018
 (Miles de barriles, miles de millones de pies cúbicos y porcentaje)

Año	Producción de petróleo	Reservas	Tasa de restitución	Producción de gas	Reservas	Tasa de restitución
2014	884,200.0	785,400.0	88.8	2,377.1	1,126.1	47.4
2015	825,500.0	(1,242,800.0)	150.5	2,320.9	(273.5)	(11.8)
2016	788,300.0	184,800.0	23.4	2,122.6	(73.2)	(3.4)
2017	711,200.0	16,600.0	2.3	1,862.2	1,323.5	71.1
2018 ^{1/}	508,600.0	n.d.	n.d.	1,322.7	n.d.	n.d.
Variación ^{2/}	(19.6)	(97.9)	(86.5) pp	(21.7)	17.5	23.7 pp

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en información otorgada por PEMEX mediante el oficio CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/278/2018 con fecha de 9 de abril de 2018 e información disponible en: <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>

^{1/} Información disponible a septiembre de 2018.

^{2/} La variación se calculó con base en los datos de 2014 y 2017, debido a que no se dispone de los datos de 2018 de reservas de petróleo y de gas.

n.d. No disponible.

pp: puntos porcentuales.

Con base en el cuadro anterior, durante el periodo 2014-2017, la producción de petróleo crudo y de gas natural se redujo 19.6% y 21.7%, al pasar de 884,200.0 Mb a 711,200.0 Mb, y 2,377.1 MMMpc a 1,862.2 MMMpc, ello significó una diferencia de 173,000.0 Mb y de 514.9 MMMpc, respectivamente; asimismo, el volumen de las reservas de petróleo se redujo 97.9%, al pasar de 785,400.0 Mb a 16,600.0 Mb, lo que implicó que, en 2014, por cada barril de petróleo crudo producido había 0.88 de un barril en las reservas para reemplazarlo y, en 2017, 0.02. Contrario a ello, las reservas probadas de gas natural registraron un incremento de 17.5% al cambiar de 1,126.1 MMMpc a 1,323.5 MMMpc, por lo que, en 2014, por cada pie cúbico de gas natural extraído, existía en reservas 0.47 de otro para sustituirlo y, en 2017, 0.71.

La reducción en la producción de petróleo crudo y de las reservas probadas impidió que se lograra una tasa de restitución superior al 100.0%, ya que ésta se redujo 86.5 puntos porcentuales, al pasar de 88.8%, en 2014, a 2.3% en 2017; en cambio, la tasa del gas natural aumentó 23.7 puntos porcentuales, al registrar 47.4% y 71.1%; no obstante, no fue superior a 100.0%. La tasa de restitución del petróleo crudo, así como la de gas natural, no alcanzaron valores superiores al 100.0%, permanecieron en 97.7 y 28.9 puntos porcentuales por debajo de la meta establecida para 2018.

- Potencial de fracking en México y reservas no convencionales.

El fracking se refiere a la inyección de una mezcla de agua, arena y sustancias químicas a una alta presión, que ejercen fuerza sobre los hidrocarburos incitando su salida por los poros de formaciones rocosas, éstos son conocidos como hidrocarburos de lutitas, esquisto o shale, y se encuentran

aproximadamente a 1,500 y 2,000 metros debajo de la superficie de la tierra, por lo que se encuentran a mayor profundidad que los mantos acuíferos, ya que éstos se ubican en promedio a 500 metros. ^{131/}

Respecto de la producción de gas proveniente de yacimientos no convencionales, en México, Petróleos Mexicanos Exploración y Producción (PEP) en 2017, presentó una producción de 2.0 mmpcd, lo que representó el 0.0395% de la producción total de gas natural de la empresa (5,068.0 mmpcd). En el periodo 2013- 2017, la producción de gas proveniente de yacimientos shale fue la siguiente:

PRODUCCIÓN DE GAS PROVENIENTE DE YACIMIENTOS SHALE, 2013-2017
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	Organismo Subsidiario		Empresa productiva subsidiaria			Variación %	
	2013	2014	2015	2016	2017	2013-2017	2015-2017
Producción total de gas natural ^{1/}	6,370.3	6,531.9	6,401.0	5,792.5	5,068.0	(20.4)	(20.8)
Producción de shale gas	3.8	4.5	2.8	1.9	2.0	(47.4)	(28.6)
Participación en la producción	0.0597	0.0689	0.0437	0.0328	0.0395	(0.0202) p.p.	(0.0043) p.p.

FUENTE: Elaborado por la ASF mediante los oficios núms. CA/COMAUD/GAFLTIEIR/EIR/073/2018 del 2 de febrero de 2018 y CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/343/2018 del 19 de abril de 2018.

Nota: Los campos de producción Emergente, Habáno y Percutor pertenecen al Activo Integral de Producción Bloque N01 (Burgos), el cual se encuentra en el Bloque Norte.

^{1/} La producción total incluye nitrógeno.

P.p. Puntos porcentuales.

En el periodo 2013-2017, la producción de gas proveniente de yacimientos shale disminuyó en 47.4%, al pasar de 3.8 mmpcd a 2.0 mmpcd; asimismo, se observó que su participación, respecto de la producción de gas natural se redujo en 0.0202 puntos porcentuales, al pasar de 0.0597% a 0.0395%.

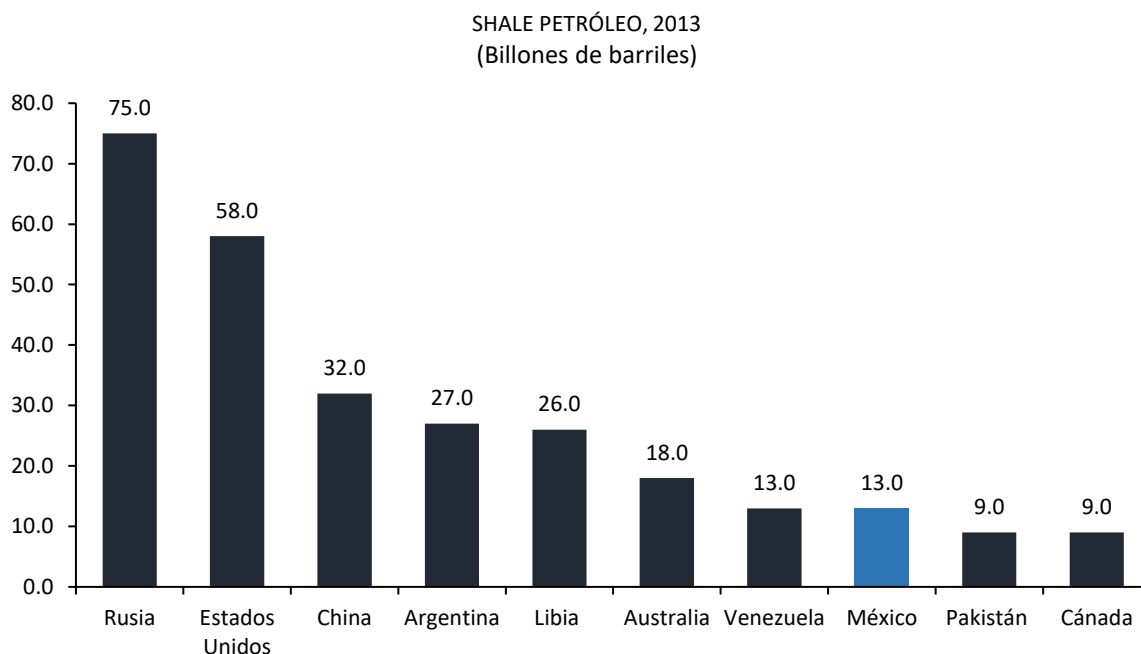
Asimismo, en el periodo 2015-2017, correspondiente a los tres primeros años de PEP como Empresa Productiva Subsidiaria (EPS), la producción de shale gas disminuyó en 28.6%, al pasar de 2.8 mmpcd a 2.0 mmpcd. Al respecto, PEP señaló que esta reducción se debió, principalmente, a la declinación de los campos productores Emergente 1, así como Habáno 1, 2, 21 y 71, éstos últimos pertenecientes al yacimiento Eagle Ford.

^{131/} Vega, A. y Ramírez, J. El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos. Journal of Economic Literature. Volumen 15, Numero 34, p. 83.

De esta forma, en el periodo 2013-2017, PEP tuvo una participación mínima en la extracción de shale gas y ésta se redujo en dicho periodo, lo que indica que la empresa no ha explotado el potencial de reservas de este tipo de hidrocarburo con las que cuenta actualmente el país.

Se debe destacar que de acuerdo con la Administración de Información de Energética de los Estados Unidos (EIA), al considerar los recursos de esquisto, es importante distinguir entre un recurso técnicamente recuperable y un recurso recuperable; el primero, se refiere a los volúmenes de petróleo y gas natural que pueden explotarse provechosamente con la tecnología actual y, el segundo, es la cantidad de recursos que pueden producirse de manera rentable bajo condiciones de mercado y que está sujeta a los costos de perforación y terminación de pozos, la cantidad de petróleo o gas natural producido a partir de un pozo promedio durante su vida útil, y los precios recibidos por la producción de petróleo y gas.

En 2013, los países con la mayor cantidad de recursos de petróleo y gas shale técnicamente recuperables fueron los siguientes:

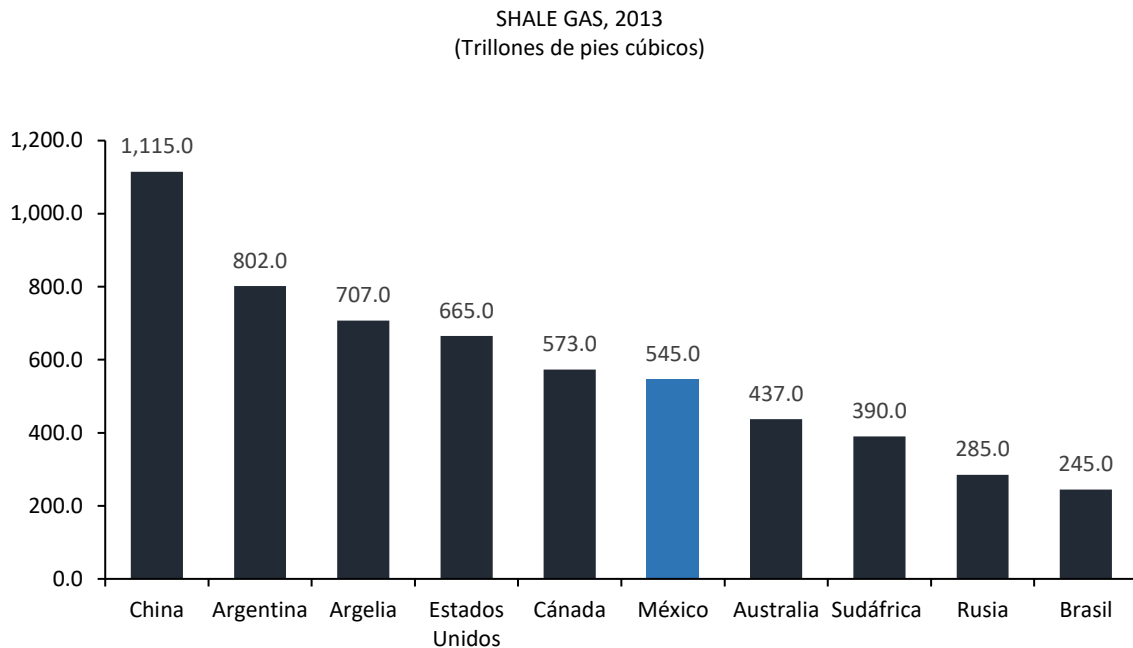


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, Energy Information Administration, United States, 2013, disponible en: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>

En 2013, México se ubicó como el octavo país de mundo con la mayor cantidad de reservas de petróleo de lutitas, con recursos técnicamente recuperables por 13.0 billones de barriles, por encima de Pakistán y Canadá con recursos por 9.0 billones de barriles, Estados Unidos y Rusia,

fueron los países con las mayores reservas, al reportar 75.0 y 58.0 billones de barriles, respectivamente.

En relación con los recursos de gas shale, fue el sexto, con una reserva de 545.0 trillones de pies cúbicos, por arriba de países como Australia, Sudáfrica, Rusia y Brasil que reportaron reservas por 473.0, 390.0, 285.0 y 245.0 trillones de pies cúbicos, respectivamente; China registró 1,115.0 trillones de pies cúbicos y fue el país con la mayor cantidad de recursos, como se muestra en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, Energy Information Administration, United States, 2013, disponible en: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>

Derivado de la Reforma Energética de 2013 en materia de hidrocarburos, a PEMEX se le otorgaron asignaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos; a 2018, se encontraban vigentes 417 de las cuales 25 son para campos no convencionales, por lo que es probable que en esos campos se utilice fractura hidráulica para su extracción, situación que se ve fortalecida con las declaraciones

ENTIDADES FEDERATIVAS DE MÉXICO CON FRACKING, 2019



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Forbes, "El fracking se hace presente en 7 estados de la república", publicado el 25/01/2019, consultado el 30/01/2019, disponible en: <https://www.forbes.com.mx/el-fracking-se-hace-presente-en-7-estados-de-la-republica/>

de la Titular de la Secretaría de Energía ^{132/} quien, advirtió que se utilizará esta técnica para posibilitar o aumentar la extracción de gas y petróleo del subsuelo; sin embargo, debido al costo medioambiental que esta técnica representa, aseveró que se utilizará la tecnología más avanzada para reducirlo.

En 2014, el Centro Mario Molina emitió una opinión sobre producción de aceite y gas de lutitas en México, que derivó en 25 recomendaciones, sobre la posibilidad de desarrollar el gas y el

aceite de lutitas de forma segura y respetuosa con el medio ambiente; destacó que para llegar a este desarrollo era necesario la utilización de las mejores prácticas y tecnologías disponibles, así como contar con una regulación adecuada y una supervisión rigurosa y eficaz. ^{133/}

Las recomendaciones se alinean al cumplimiento de los objetivos siguientes:

- Dar certeza a la sociedad, a las empresas y a otros agentes productores ubicados en las zonas prospectivas sobre la disponibilidad y administración del agua.
- Garantizar la capacidad de detección de contaminación del agua y aire.
- Asegurar la gestión integral de residuos provenientes de las operaciones mediante especificaciones y restricciones en el monitoreo y manejo integral.

^{132/} El Economista, "Fracking, sí: Rocío Nahle", publicado el 30/01/2019, consultado el 31/01/2019, retomado de: <https://www.eleconomista.com.mx/opinion/Fracking-si-Rocio-Nahle-20190130-0008.html>

^{133/} Centro Mario Molina, "Opinión del Centro Mario Molina respecto a la producción de gas y aceite de lutitas en México", 24 de junio de 2014, disponible en: http://centromariomolina.org/wp-content/uploads/2014/06/PP_ShaleGas2506141.pdf, consultado el 05 de febrero de 2019.

- Disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y de contaminantes mediante la restricción de la quema de hidrocarburos, la prohibición del venteo y el uso de tecnologías para minimizar las emisiones fugitivas.
- Anticiparse a posibles afectaciones ambientales y a la infraestructura de las localidades cercanas a las rutas de la cadena de suministro.
- Diseñar y ejecutar una estrategia efectiva para la supervisión de las actividades extracción de gas y aceite de lutitas, de manera que la capacidad de vigilancia de las autoridades no se vea superada.
- Establecer un mecanismo de comunicación con la sociedad para la divulgación de información sobre los avances de las actividades extracción de gas y aceite de lutitas.

Esto coincide con el documento “Shale: Una oportunidad para avanzar en la producción de gas natural. México tiene la oportunidad de abrirse a nuevas opciones tecnológicas”, elaborado por la firma de consultoría PricewaterhouseCoopers (PwC), en el que se reconoce que la explotación de este tipo de hidrocarburo requerirá, entre otros aspectos, de avances tecnológicos, intercambio de experiencias y seguridad jurídica y ambiental.^{134/}

En caso de que México utilice esta técnica, los escenarios de producción energética cambiarían radicalmente, ya que más de la mitad de los recursos prospectivos de petróleo y gas del país se encuentran en campos no convencionales, lo que asciende a aproximadamente a 60,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, y que coadyuvarían a satisfacer la demanda actual hasta por 60 años.^{135/}

En opinión de la SENER, dada la cantidad de recursos provenientes de yacimientos no convencionales de que dispone México, el desarrollo del mercado de petróleo y gas de lutitas conlleva retos regulatorios, fiscales, ambientales y tecnológicos que deben ser analizados con mucho detenimiento para poder aprovechar eficientemente todo su potencial.

^{134/} PwC, “Shale: An opportunity to escalate natural gas production”, Mexico has the opportunity to open to new technological options, PriceWaterhouseCoopers. México, 2017.

^{135/} El economista, “Fracking sí: Rocío Nahle”, publicado el 30/01/2019, consultado el 31/01/2019 disponible en: <https://www.eleconomista.com.mx/opinion/Fracking-si-Rocio-Nahle-20190130-0008.html>

c) Incrementar la producción

Otro de los compromisos establecidos en la reforma en materia de energía, fue incrementar la producción de petróleo a 3,000.0 miles de barriles (Mdb) en 2018, así como a 3,500.0 Mdb en 2025, mientras que el gas natural llegaría a 8,000 millones de pies cúbicos diarios en 2018 y 10,400 en 2025. Los resultados se muestran a continuación.

VOLUMEN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, 2013-2018
 (Miles de barriles diarios, millones de pies cúbicos diarios y porcentaje)

Año	Petróleo	Gas natural
2013	2,522.0	6,350.0
2014	2,429.0	6,512.0
2015	2,267.0	6,358.0
2016	2,154.0	5,815.0
2017	1,948.0	5,101.0
2018 ^{1/}	1,863.0	4,845.0
Variación 2013-2017 ^{2/}	(22.8)	(19.7)
Meta 2018	3,000.0	8,000.0
Meta 2025	3,500.0	10,400.0
Diferencia (Meta 2018 – Dato 2018)	(1,137.0)	(3,155.0)

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en información otorgada por PEMEX mediante el oficio CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/278/2018 con fecha de 9 de abril de 2018 e información disponible en: <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroeros.aspx>

^{1/} Información disponible a septiembre de 2018.

^{2/} La variación se calculó con base en los datos de 2013 y 2017, debido a que no se dispone de los datos de 2018 de reservas de petróleo y de gas.

De 2013 a 2017, el volumen de producción diario de barriles de petróleo registró una disminución de 22.8%, al pasar de 2,522.0 miles de barriles (Mb) a 1,948.0 mb; la producción de gas natural también presentó una reducción, ésta fue de 19.7%, al registrar 6,350.0 MMpc y 4,845.0 millones de pies cúbicos diarios (MMpc). En lo que va de 2018, la producción diaria de petróleo ha sido de 1,863.0 Mb y de 4,845.0 MMpc la de gas natural; ello significó una diferencia de 1,137.0 Mbd y 3,155.0 MMpc inferior a la meta establecida, por lo que con los datos observados para 2018 no se cumplió con la meta.

d) Crecimiento económico

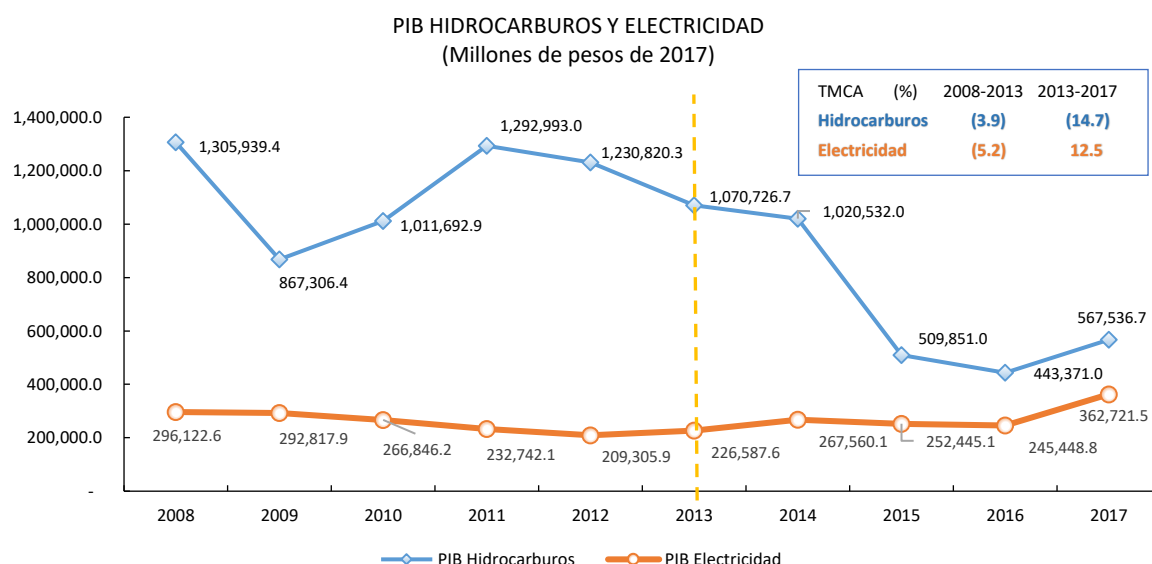
Con las modificaciones normativas e institucionales de 2014, el ejecutivo Federal planteó objetivos y beneficios en distintos rubros, de los cuales destaca el crecimiento económico nacional, al que se pronosticaron las siguientes metas:

Meta	Año de cumplimiento
Generar cerca de un punto porcentual más de crecimiento económico	2018
Generar cerca de tres puntos porcentuales más de crecimiento económico	2025

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos del 12 de agosto 2013.

A fin de conocer el grado de cumplimiento de las metas señaladas, se solicitó a la SENER la manera en que mide el avance en el logro de la meta a 2018 y 2025, desagregado por sector electricidad e hidrocarburos, para lo cual indicó que no cuenta con los instrumentos para tal fin, por lo tanto, no se proporcionó información de los avances de dichas metas.

No obstante, con el objetivo de estimar el avance en las metas de crecimiento económico, la ASF analizó el comportamiento del Producto Interno Bruto (PIB) de hidrocarburos y electricidad, y posteriormente, su participación en el PIB nacional, como se muestra a continuación:

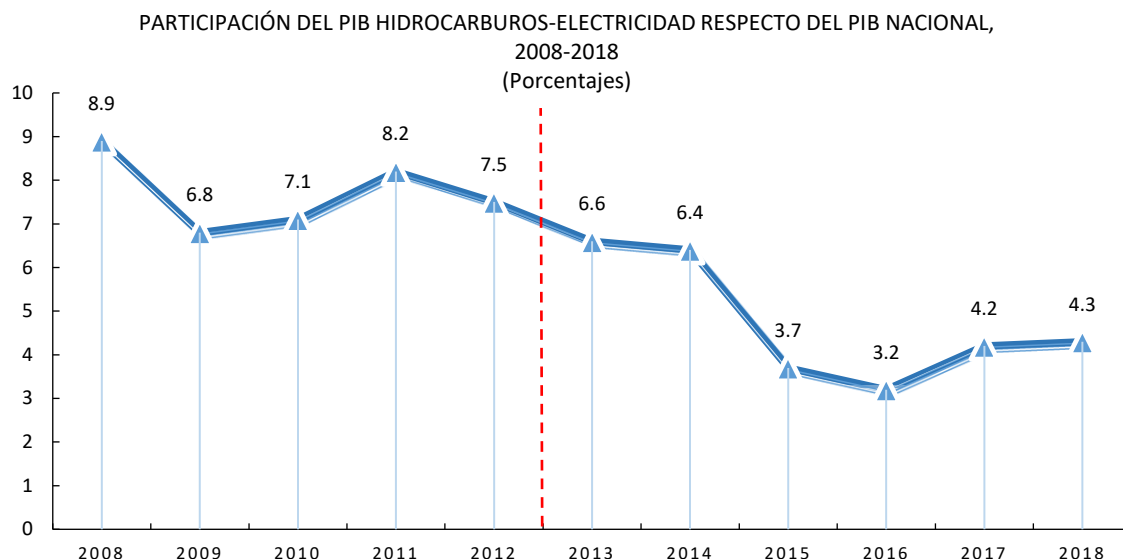


FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información del Producto Interno Bruto Trimestral emitido por Instituto Nacional de Estadística y Geografía serie del primer trimestre de 1993 al tercer trimestre de 2018, año base 2013.

NOTA: Valores actualizados a 2017.

Como se observa en la gráfica, antes de la reforma el PIB de ambos rubros venía a la baja, con una disminución promedio anual del 3.9% para hidrocarburos y 5.2% para electricidad; sin embargo, a partir de las adecuaciones constitucionales de 2013, el sector de electricidad registró un incremento del 12.5% en promedio anual; no así el de hidrocarburos, el cual registró una disminución promedio anual del 14.7%.

En cuanto a la participación del PIB sector hidrocarburos y electricidad en el PIB nacional, se graficó el periodo 2008-2017 y se realizó la proyección de 2018, los resultados se muestran a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información del Producto Interno Bruto Trimestral emitido por Instituto Nacional de Estadística y Geografía serie del primer trimestre de 1993 al tercer trimestre de 2018, año base 2013.

NOTA: La proyección se realizó tomando como base los datos de 2015 a 2017, debido a que son los años en los que las modificaciones constitucionales a la política energética concluyeron su implementación. El pronóstico que se presenta en el gráfico se realizó ajustando los datos observados del PIB de Hidrocarburos y electricidad a una recta de ecuación general $y = mx + b$, por medio de mínimos cuadrados ordinarios. Con base en la proyección de esos datos, se calcularon las participaciones.

Como se observa en la gráfica, el sector energético, de 2008 a 2017 ha disminuido su participación en el PIB nacional en 4.7 puntos porcentuales, al pasar de representar el 8.9% del PIB, en 2008, al 4.2% al cierre de 2017; sin embargo, considerando que entre 2015 a 2017, se consolidaron las modificaciones constitucionales a la política energética vigente, se estima que la participación a 2018 sea del 4.3%, por lo que no se cumplirá la meta establecida en la reforma energética para 2018, dado que como se observa el PIB integrado del sector energético ha disminuido su participación en la composición del PIB nacional.

e) Generación de empleos

La política pública en materia de energía busca crear 500.0 miles de empleos formales adicionales en 2018, y 2,500.0 miles a 2025, con base en las inversiones en exploración y extracción de petróleo, así como en generación, transmisión y distribución de electricidad, y el procesamiento y abastecimiento de los hidrocarburos y sus derivados. No obstante, la SENER no dispone de una metodología o parámetros para conocer en qué medida la implementación ha contribuido a cumplir dicha meta en términos de empleos ya sean directos o indirectos.

Debido a lo anterior, se revisó el número de empleos que hay en el sector energético, los cuales se tomaron con base en la Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE) del Instituto Nacional de

Estadística y Geografía (INEGI); con la finalidad de realizar una estimación de la medida en que aumentaron los empleos en el sector, ^{136/} a partir de la ejecución de la política, para lo cual se comparó la situación antes y después de su implementación, dicha información se presenta a continuación:

EMPLEOS FORMALES EN EL SECTOR ENERGÉTICO, ^{1/} 2008-2018 ^{2/}
 (Miles de personas y porcentaje)

Año	Población ocupada en sector formal	Población ocupada en el sector energético	Participación
2008	32,700.5	353.8	1.1
2009	33,195.0	324.3	1.0
2010	33,559.5	285.8	0.9
2011	34,363.9	295.3	0.9
2012	35,245.2	337.7	1.0
2013	36,028.0	342.3	1.0
Reforma Energética			
2014	36,143.0	305.8	0.8
2015	37,256.0	311.2	0.8
2016	37,942.0	257.2	0.7
2017	38,625.1	301.7	0.8
2018	39,039.6	317.3	0.8
TMCA	1.8	(1.1)	(0.3) pp
Promedio	35,827.1	312.0	0.9

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la ENOE “Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo” 2008-2018, Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

^{1/} Incluye los empleos formales derivados de las actividades de extracción de gas y petróleo y los de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, estas actividades representaron en promedio el 73.0% y el 81.1%, respectivamente, del PIB de su sector, por lo que se aplicaron estas mismas proporciones para realizar una estimación respecto de los trabajos formales en cada sector de los hidrocarburos y el eléctrico.

^{2/} Información al segundo trimestre de 2018.

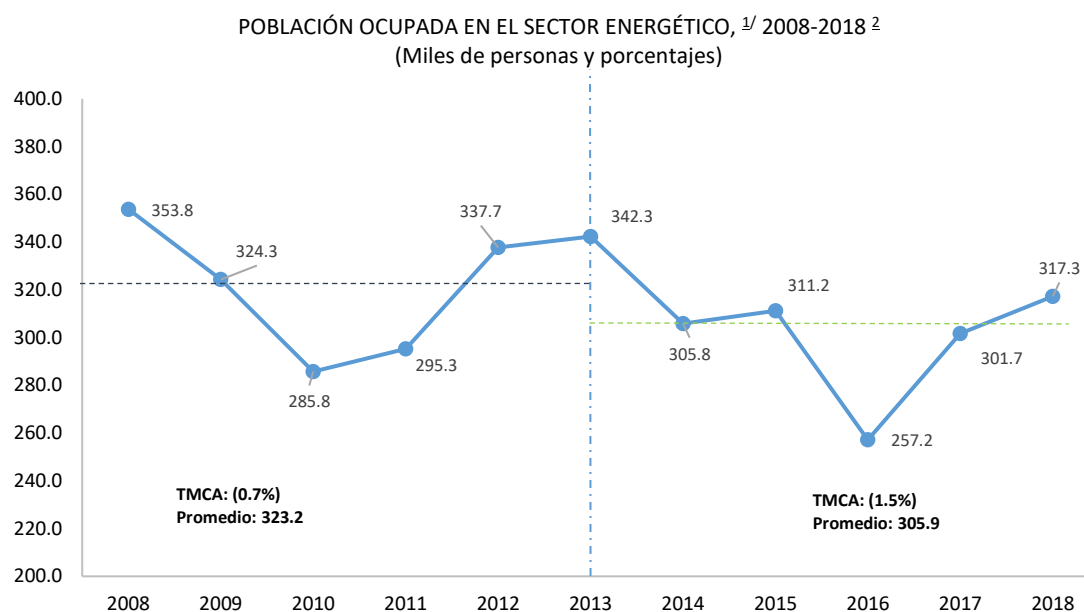
TMCA: Tasa media de crecimiento anual.

pp: puntos porcentuales, en el caso de la participación se considera la diferencia en puntos porcentuales.

De acuerdo con la información anterior, durante el periodo 2008-2018 la población ocupada en el sector formal de la economía en promedio fue de 35,827.1 miles de personas, y el sector energético registró 312.0, representando, en promedio, el 0.9%; asimismo, la población ocupada incrementó a una tasa promedio de crecimiento anual de 1.8%, al pasar de 32,700.5 a 39,039.6 miles de trabajos formales; en cambio, el número de empleos en el sector energético se redujo en promedio anual al 1.1%, al registrar 353.8 y 317.3 miles de personas ocupadas, ello significó una diferencia de 36.5 miles de ocupaciones, por lo que su participación se redujo 0.3 puntos porcentuales, al reportar 1.1% y 0.8%.

^{136/} En la encuesta se identificó el total de empleos formales en el Sector 21 Minería, donde se incluye el Sector 211 Hidrocarburos y el Sector 22 Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final, que incluye el 221 Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La proporción para los sectores 211 y 221 se realizó en función de las participaciones registradas en el PIB del sector 21 y 22, respectivamente.

Se realizó una comparación de la situación de la población ocupada en el sector energético previa a la implementación de la política y al inicio de ésta, los resultados se muestran en la gráfica siguiente:



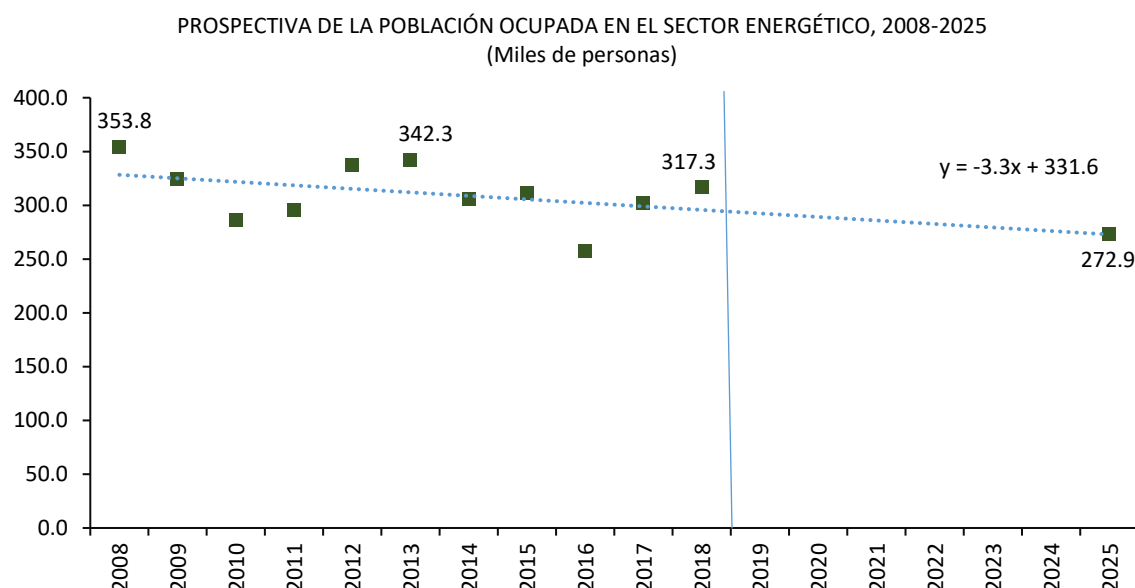
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la ENOE “Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo” 2008-2018, Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

^{1/} Incluye los empleos formales derivados de las actividades de extracción de gas y petróleo y los de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, estas actividades representaron en promedio el 73.0% y el 81.1%, respectivamente, del PIB de su sector, por lo que se aplicaron estas mismas proporciones para realizar una estimación respecto de los trabajos formales en cada sector de los hidrocarburos y el eléctrico.

^{2/} Información al segundo trimestre de 2018.

TMCA: Tasa media de crecimiento anual.

De acuerdo con la gráfica, de 2008 a 2013, antes de la implementación de la política, la población ocupada en el sector energético registró un decremento promedio anual de 0.7%, al pasar de 353.8 a 342.3 miles de personas, ello significó que durante ese periodo se perdieron 11.5 miles de empleos; mientras que de 2013 a 2018, las personas ocupadas se redujeron en 1.5% (25.1 miles de personas) en promedio anual, al registrar 342.3 y 317.3 miles de personas. Con la información disponible se estimó que a 2025 los empleos en el sector serán los siguientes:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la ENOE “Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo” 2008-2018, Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

1/ El pronóstico se realizó ajustando los datos observados a una recta (de ecuación general: $y = a + bx$, por medio de mínimos cuadrados ordinarios, con datos anuales del periodo 2008-2017.

2/ El resultado estimado para 2018 se asume considerando que todo lo demás permanece constante.

La SENER no dispone de una metodología ni parámetros para transparentar ni rendir cuentas conocer en qué medida se ha contribuido a cumplir las metas de crear 500.0 miles de empleos formales adicionales en 2018, y 2,500.0 miles a 2025.

Con la información de la Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE) 2008-2018, del INEGI, la ASF estimó que, se registraron 317.3 miles de personas ocupadas, menos que las 342.3 miles de personas ocupadas en 2013.

Por lo tanto, en 2018, había 25.0 miles de personas ocupadas menos de 2013, lo que implica que la primera meta no se alcanzará y, de mantenerse el comportamiento observado, la ASF proyecta que en 2025 existirán 272.9 miles de empleos, 44.4 miles menos que en 2018, lo que no es consistente con la meta de generar 2,500 miles de empleos adicionales para 2025.

Derivado del análisis realizado por la ASF, existen limitantes para el cumplimiento de las metas establecidas en la reforma energética en materia de hidrocarburos, ya que en el caso de los precios a la venta al público se incrementaron durante el periodo 2013-2018, en el caso de la gasolina magna en 33.2%; la gasolina premium 37.3%, y el diésel 37.8%. Mientras que, en la competencia, si bien actualmente operan en nuestro país 51 empresas siguen siendo PEMEX el mayor abastecedor de hidrocarburos.

Se observó que la tasa de restitución del petróleo crudo, así como la de gas natural no alcanzaron valores superiores al 100.0%, permaneciendo 97.7 y 28.9 puntos porcentuales por debajo de la meta establecida para 2018.

Por lo que se refiere a incrementar la producción de petróleo a 3,000 miles de barriles diarios (Mbd) en 2018, así como a 3,500 Mbd en 2025, mientras que el gas natural llegaría a 8,000 millones de pies cúbicos diarios en 2018 y 10,400 en 2025, se identificó lo que de 2013 a 2017, el volumen de producción diario de barriles de petróleo registró una disminución de 22.8% y el gas natural también presentó una reducción de 19.7%, lo que significa que para alcanzar la meta a 2018 se requiere una producción adicional de 1,137 Mbd y 1,249.0 MMpcd.

La iniciativa de reforma incluyó dos metas de crecimiento económico: un punto porcentual más para 2018 y tres para 2025; sin embargo, los responsables de la operación de la política no cuentan con mecanismos para determinar el avance en el cumplimiento de las mismas. No obstante, con base en el comportamiento del PIB del sector energético (hidrocarburos y electricidad), se identificó que, de 2013 a 2017, en el caso petrolero se registró una disminución del 14.7% en promedio anual en el periodo referido. Además, la ASF estimó que en 2018 se tendría un porcentaje de participación en el PIB nacional del 4.3%. En este sentido, se considera que las metas programadas respecto del crecimiento económico no podrán ser cumplidas con las condiciones y comportamientos actuales en el sector.

Con la política pública se propusieron las metas de crear 500.0 miles de empleos formales adicionales en 2018, y 2,500.0 miles a 2025; sin embargo, los operadores no disponen de una metodología o parámetros para conocer en qué medida se ha contribuido a cumplirlas. Sin embargo, con el pronóstico de la ASF, en 2018 se registraron 25.0 miles de empleos menos que 2013 y, de mantenerse el comportamiento observado, en 2025 existirán 272.8 miles de empleos, 44.5 miles, menos de los 317.3 miles que había en 2018, por lo que no resulta factible el cumplimiento de las metas a 2018 y 2025.

3.3. Principales comparaciones internacionales

La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) se pronunció a favor de la reforma energética, ya que ésta respondía a una serie de recomendaciones que el organismo internacional habría realizado en años previos. Es por ello que se considera importante realizar un

análisis comparativo en referencia a los impuestos al diésel y la gasolina, que es un indicador adoptado por los países miembros de la OCDE.

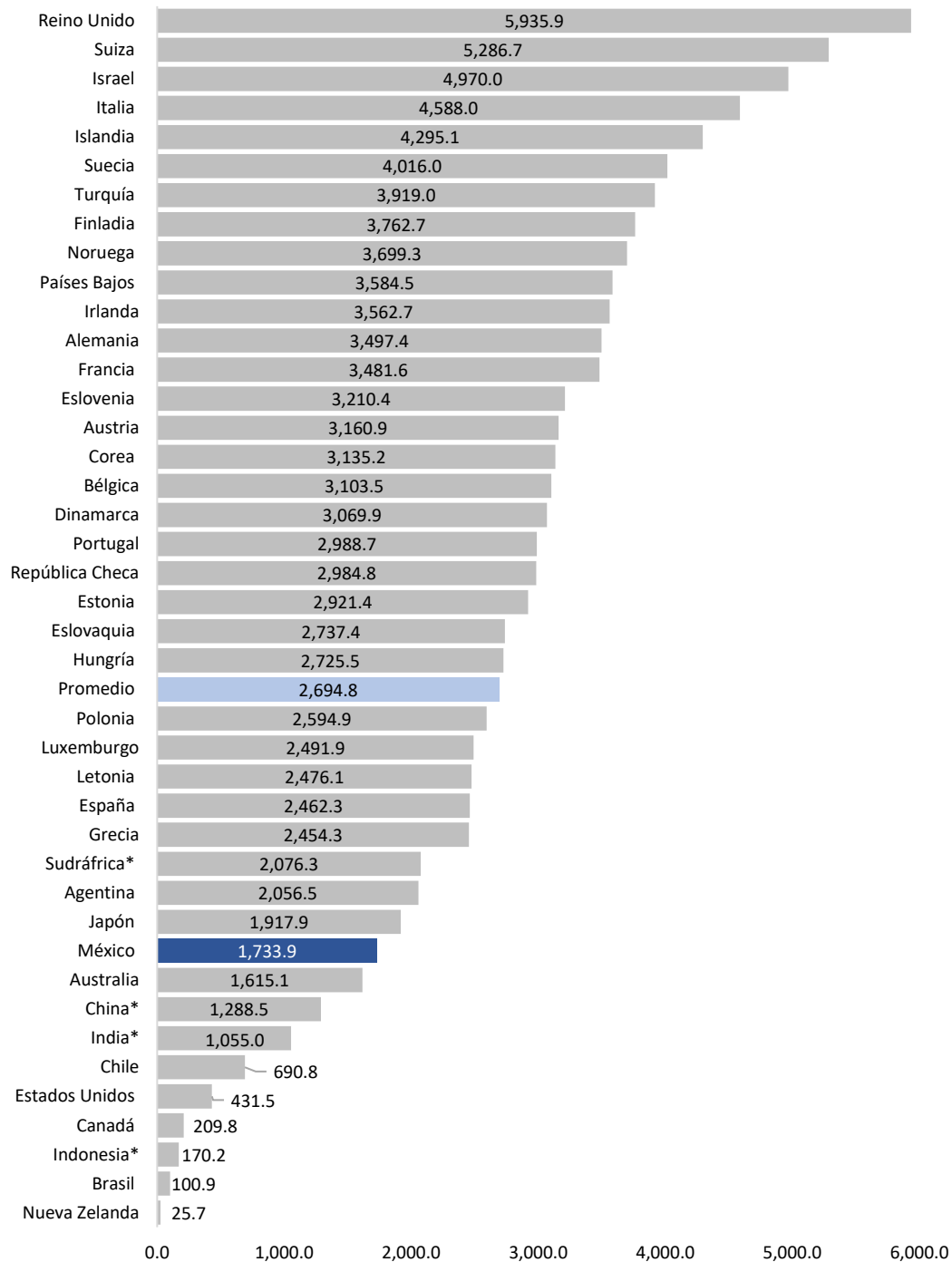
Asimismo, se considera relevante realizar un análisis comparativo de la mezcla mexicana de petróleo con el West Texas Intermediate (WTI) y el Brent Petroleum (Brent), debido a que son los referentes en la determinación del precio del petróleo a nivel mundial.

a) Impuestos al diésel y la gasolina

De acuerdo con la Guía para el Uso Eficiente de la Energía en el Transporte, realizada por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), señala que las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) por cada litro de gasolina son de 2.4 kilogramos (kg), en tanto que el diésel emite 2.7 kg. Esto significa que una tonelada de CO₂ equivale a 416.7 litros de gasolina, o 370.4 litros de diésel.

Lo anterior es relevante, ya que la OCDE emite estadísticas en las que señala el monto de los impuestos efectivos por cada tonelada de CO₂ emitida por éstos combustibles de cada uno de sus países miembros y asociados. En el gráfico siguiente se presenta la tasa efectiva de impuestos al diésel:

TASA EFECTIVA DE IMPUESTOS AL DIÉSEL, 2015
 (Pesos por tonelada de CO₂)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en OCDE, Taxing Energy Use 2018, disponible en <https://www.oecd.org>, consultado el 9 de noviembre de 2018.

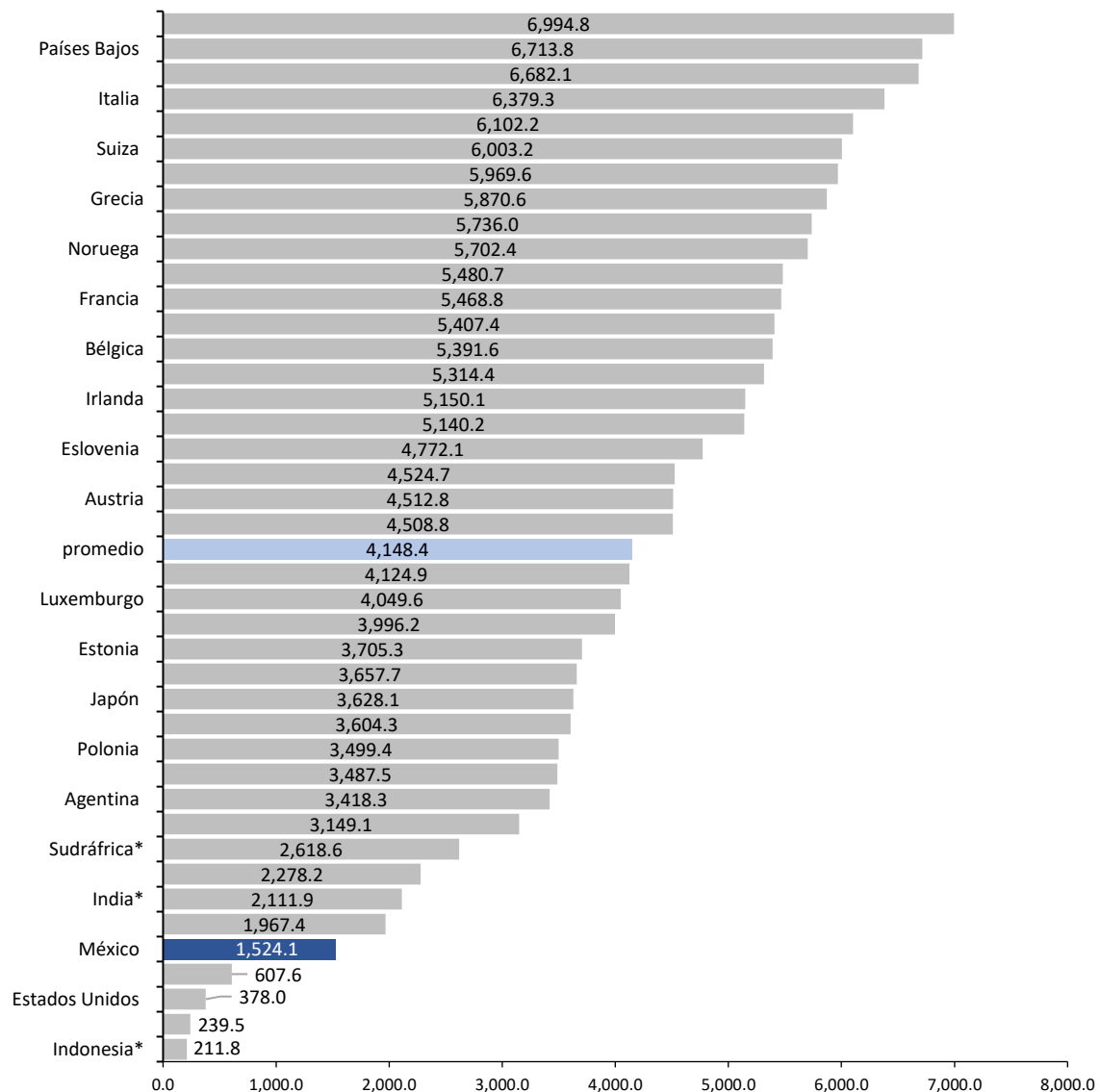
NOTA: Brasil, Argentina y Letonia son miembros asociados.
 Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

* No pertenecen a la OCDE son utilizados para fines comparativos.

El impuesto promedio al diésel por tonelada de CO₂ fue de 2,694.8 pesos en 2015. Reino Unido se posiciona como el país con la mayor tasa impositiva con 5,935.9 pesos por tonelada, en tanto que Nueva Zelanda se encuentra con una menor tasa impositiva con 25.7 pesos por tonelada. México se encuentra debajo del promedio, con un impuesto de 1,733.9 pesos por tonelada de CO₂. Esta misma tendencia se repite en el impuesto sobre la gasolina, lo que significa que se encuentra debajo del promedio con un monto de 1,524.1 pesos por tonelada de CO₂.

Cabe destacar que el impuesto al diésel es mayor al de la gasolina, debido a que el primer combustible genera mayor contaminación que el segundo. Si bien Estados Unidos y México establecen una relación positiva entre impuestos y contaminación; esto es, a mayor contaminación mayor impuesto; el impuesto establecido por éstos dos países es el más bajo de las naciones participantes de la OCDE. En este sentido nuestro país, se encuentra en el cuarto lugar de los países con impuestos bajos a las gasolinas, como se muestra en la gráfica siguiente:

TASA EFECTIVA DE IMPUESTOS A LA GASOLINA, 2015
 (Pesos por tonelada de CO₂)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en OCDE, Taxing Energy Use 2018, disponible en <https://www.oecd.org/centrodemexico>, consultado el 9 de noviembre de 2018.

NOTA: Brasil, Argentina y Letonia son miembros asociados.
 Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

* No pertenecen a la OCDE son utilizados para fines comparativos.

Si bien México cuenta con una tasa impositiva para reducir las emisiones de CO₂, tanto de diésel como de gasolina, ésta se encuentra por debajo del promedio de los países de la OCDE; lo anterior, debido a que un incremento en dicho impuesto aumentaría el precio de los hidrocarburos; además, se deben considerar factores de competitividad dado que Canadá y Estados Unidos tienen tasas inferiores a nuestro país, por lo que este elemento puede constituirse como una limitante para las actividades económicas.

b) Precio internacional del petróleo

Existen dos tipos de petróleo crudo que son determinantes para fijar el precio del petróleo a nivel mundial: el West Texas Intermediate (WTI) y el Brent Petroleum (Brent). El primero es un crudo producido en Estados Unidos concretamente en Texas y el sur de Oklahoma, el cual se grava mediante el método API ^{137/} de 39.6 grados.^{138/} El segundo tipo de petróleo se extrae principalmente del Mar del Norte, en Europa, entre las costas de Noruega, Dinamarca, Alemania, Países Bajos, Bélgica, Francia y las islas británicas, con una densidad de 38.6 grados API, método utilizado para determinar dos terceras partes del precio del petróleo a nivel mundial. ^{139/}

En nuestro país, la mezcla mexicana se divide en cuatro tipos: Istmo, Maya, Olmeca y Altamira. El crudo Istmo es de 32.0-33.0 grados API, lo que conlleva buenos rendimientos de gasolinas y destilados, en tanto el crudo Maya es una mezcla pesada de 21.0-22.0 grados API. El más ligero de los crudos mexicanos es el olmeca con 38.0-39.0 grados API, con un rendimiento óptimo de producción de lubricantes y petroquímicos. Finalmente, el crudo Altamira se establece como una mezcla pesada, debido al estándar de entre 15.5 a 16.5 grados API, el cual lo hace adecuado para la producción de asfalto. ^{140/}

En el gráfico siguiente se muestra la evolución de los precios de la mezcla mexicana (MX), sin distinción de tipo de crudo, del WTI y del Brent:

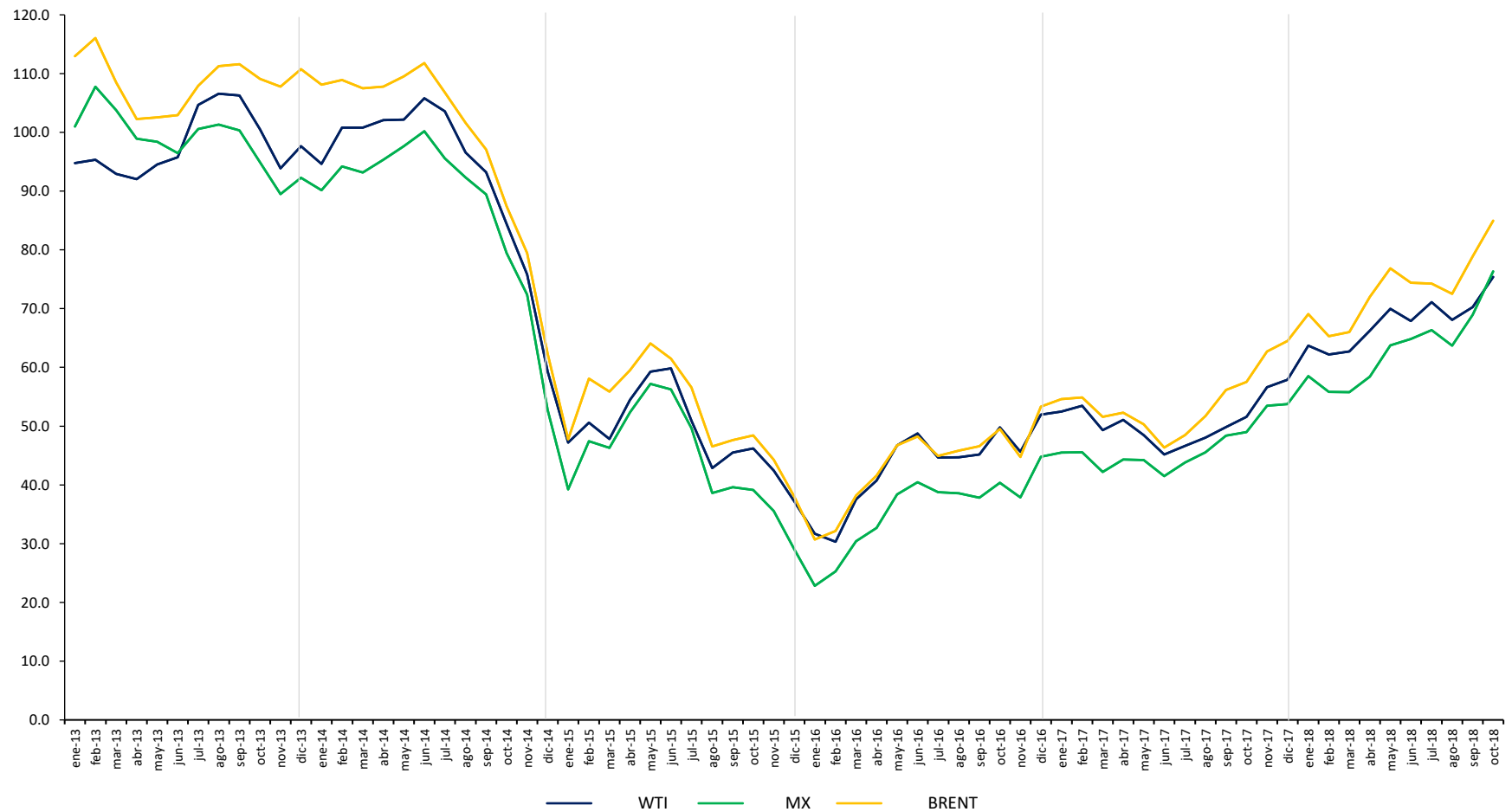
^{137/} Método utilizado para medir la densidad del petróleo respecto de la densidad en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo.

^{138/} U.S. Energy Information Administration (EIA), Glossary, disponible en: <https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=W>, consultado el 14 de noviembre de 2018.

^{139/} Petroleum.co.uk, Benchmark Oils, disponible en <http://www.petroleum.co.uk/benchmarks>, consultado el 14 de noviembre de 2018.

^{140/} PEMEX Comercio Internacional, Petróleo Crudo, disponible en: <http://www.pmi.com.mx>, consultado el 14 de noviembre de 2018.

PRECIOS POR BARRIL DE PETRÓLEO CRUDO, WTI, BRENT Y MX, 2013-2018
 (USD por barril)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en CNIH, Sistema de Información Sobre Hidrocarburos. Precios de Principales Hidrocarburos, disponible en <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboard-sih.php>, consultado el 14 de noviembre de 2018.

La gráfica anterior muestra las fluctuaciones en los precios en el año 2013. A principios del mismo año los precios de la mezcla mexicana se encontraban por encima del WTI. A partir de julio disminuyó situándose por debajo del WTI como del Brent, situación que se mantiene a lo largo del periodo de 2013-2018. En octubre de 2018, el precio de la mezcla mexicana sobrepasó al WTI por 0.9 dólares (USD), valorándose en 76.3 USD por barril la primera, y el WTI en 75.4 USD.

En 2014, los precios cayeron después de alcanzar el pico en junio, debido a los diversos ajustes estructurales en el mercado de petróleo y el aumento de la oferta. A partir de ese mes comenzaron a caer rápidamente hasta enero de 2015. Si bien se observó un intento de recuperación a partir de febrero, la tendencia a la baja con la que inició 2015 persiste hasta enero de 2016.

Para enero de 2016, la baja en los precios de la mezcla mexicana como del Brent, alcanzan el nivel más bajo de todo el periodo, al cotizarse entre 22.8 y 30.7 USD, respectivamente. En tanto el WTI, cayó al siguiente mes, cotizándose a 30.3 USD por barril; sin embargo, después del desplome de los precios, a partir de 2016, la tendencia de los precios se comportó al alza.

En este contexto, la reforma energética se aprobó para fomentar la estabilidad en el mercado petrolero. Una vez que avanzó en su implementación los precios internacionales y nacionales cayeron, lo que impactó en la escasa participación en la licitación de la Ronda uno, lo que implicó que la inversión fuera menor ya que, de las 14 áreas contractuales ofertadas, únicamente se adjudicaron 2.

c) Ingresos y precio de la gasolina regular

Para el análisis del ingreso y el precio de la gasolina en los países miembros de la OCDE, se realizó la comparación del indicador del ingreso familiar disponible neto ajustado, reportado en el documento denominado *Economic, Environmental and Social Statistics (2017)*^{141/}, en el cual se presentan tanto las comparaciones de los indicadores clave (sociales, económicos y ambientales de los 34 países integrantes) como el precio de la gasolina regular de los países participantes.

De acuerdo con la OCDE, los indicadores presentados en dicha publicación fueron seleccionados con base en su relevancia política, en la disponibilidad y en la comparabilidad de los datos. Esta información procede principalmente de las estadísticas nacionales oficiales.

^{141/} Estadísticas Sociales, Económicas y Ambientales 2017.

En lo referente al ingreso familiar disponible neto ajustado, se establece como la cantidad de dinero que una familia percibe o gana cada año después de impuestos; representa el dinero que dispone una familia para gastar en bienes o servicios, y se compone de los ingresos provenientes de la actividad económica (sueldos y salarios); de los beneficios de aquellos que trabajan en su propia empresa; de los ingresos provenientes de propiedades (dividendos, intereses y rentas), de los beneficios sociales en efectivo (pensiones por jubilación, beneficios por desempleo, asignaciones familiares, subsidios para bajos ingresos, etc.) y de las transferencias sociales en especie (bienes y servicios como servicios de atención a la salud, educación y vivienda, recibidos de manera gratuita o a precios reducidos). A continuación, se presenta los resultados para los países miembros de la OCDE:

INGRESO FAMILIAR DISPONIBLE NETO MENSUAL, 2017
 (Pesos y porcentaje)

Miembros de la OCDE	Ingreso familiar mensual	Precio promedio de la gasolina	Costo del consumo de 100l de gasolina	Participación %
México	21,912.0	17.23	1,722.5	7.9
Chile	26,166.3	24.23	2,422.9	9.3
Hungría	26,533.9	25.74	2,574.4	9.7
Grecia	26,819.4	34.83	3,483.0	13.0
Turquía	26,921.9	27.83	2,782.6	10.3
Estonia	29,442.7	27.07	2,706.9	9.2
Polonia	29,822.8	24.99	2,498.6	8.4
República Eslovaca	31,966.5	29.34	2,934.0	9.2
Eslovenia	32,345.1	28.96	2,896.2	9.0
Portugal	32,367.2	33.32	3,331.5	10.3
República Checa	33,288.4	26.69	2,669.0	8.0
Corea	34,266.4	27.07	2,706.9	7.9
España	36,484.3	27.64	2,763.7	7.6
Israel	37,915.0	34.45	3,445.1	9.1
Nueva Zelanda	38,435.6	29.15	2,915.1	7.6
Irlanda	40,128.1	31.23	3,123.3	7.8
Italia	41,112.5	34.64	3,464.0	8.4
Reino Unido	44,811.5	30.48	3,047.6	6.8
Japón	45,179.1	23.09	2,309.4	5.1
Países bajos	45,403.1	35.21	3,520.8	7.8
Dinamarca	45,666.5	34.45	3,445.1	7.5
Finlandia	46,335.3	32.37	3,236.9	7.0
Canadá	47,086.2	19.69	1,968.6	4.2
Bélgica	47,272.3	30.85	3,085.4	6.5
Suecia	48,195.1	32.75	3,274.7	6.8
Francia	49,116.3	31.61	3,161.2	6.4
Austria	51,335.7	26.88	2,687.9	5.2
Australia	52,712.8	20.82	2,082.2	4.0
Alemania	53,083.5	30.29	3,028.7	5.7
Noruega	56,375.6	35.59	3,558.7	6.3
Suiza	57,383.6	29.34	2,934.0	5.1
Luxemburgo	65,174.5	26.50	2,650.1	4.1
Estados Unidos	69,484.0	13.63	1,362.9	2.0
Promedio OCDE	41,531.6	28.42	2,842.2	6.8

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información publicada en Economic, Environmental and Social Statistics 2017, disponible en: <http://www.oecd.org/publications/oecd-factbook-18147364.htm>, y con información publicada en Gasoline Prices Around the World: The Real Cost of Filling Up, disponible en <https://www.bloomberg.com/graphics/gas-prices/#20144:Turkey:USD:l>

En lo que corresponde al ingreso familiar mensual de los países miembros de la OCDE, en 2017 México reportó el resultado más bajo para este indicador al registrar un ingreso de 21,912.0 pesos mensuales, 47.2% (19,619.6 pesos) por debajo del promedio de la OCDE de 41,531.6 pesos y, 68.5% (47,572.0 pesos) por abajo del mejor resultado de Estados Unidos de 69,484.0 pesos.

En relación con el precio de la gasolina, Estados Unidos fue el país con el menor rango en el precio del combustible al cotizarse en 13.63 pesos por litro, lo cual representó una diferencia de 14.79 pesos, respecto al promedio de la OCDE establecido en 28.42 pesos por litro. Noruega cotizó el combustible con el precio más alto de 35.59 pesos con una diferencia de 7.17 pesos respecto al promedio. En tanto México registró un precio de 17.23 pesos por litro, 11.19 pesos menos que el promedio y 18.36 pesos respecto al más alto. En relación con el costo más bajo reportó una diferencia de 3.6 pesos.

Lo anterior significó que, en el consumo de 100 litros de gasolina por mes, los países miembros de la OCDE gastarán en promedio 6.8% de sus ingresos, lo que significa 2,842.2 pesos para cubrir el precio del consumo del combustible. No obstante, Estados Unidos se ubicó como el país con la menor proporción de su ingreso destinado a cubrir el costo de su consumo de gasolina, al registrar un ingreso mensual de 69,484.0 pesos y un precio 1,362.9 pesos por 100 de combustible, lo que representa el 2.0% de su ingreso. En contraparte, Grecia se ubicó como el país que destinó el mayor porcentaje de su ingreso, al registrar 26,819.4 pesos de ingreso mensual y un costo de 3,483.0, lo que significó que destinó el 13.0% de sus ingresos. En ese sentido México destinó 1,722.5 pesos de su ingreso en cubrir el mismo costo, 1,119.7 menos que el promedio. Como su nivel de ingresos fue menor, México destinó 7.9% de este, 1.1 puntos porcentuales más que el promedio.

El costo de adquirir 100 litros de gasolina no puede ser atribuible únicamente al ingreso familiar promedio ajustado y al precio del combustible, debido a que variables como la subvaluación o sobrevaloración en el tipo de cambio influyen en el poder adquisitivo, como se muestra en el análisis del Índice Big Mac, el cual se empleó para comparar el costo de un litro de gasolina entre México y Estados Unidos.

a) Índice de Paridad de Poder Adquisitivo

En 1986, la revista The Economist publicó su índice de paridad del poder adquisitivo,^{142/} basado en la teoría del mismo nombre, la cual sostiene el concepto de que una divisa debe comprar la misma cantidad de bienes o servicios en todos los países.

^{142/} Big Mac Index (1986) Revista Inglesa The Economist's, disponible en: <https://www.economist.com/news/2018/07/11/the-big-mac-index>.

El objetivo del índice es comparar, mediante el valor referencial de venta de un bien el costo de vida de los países donde se vende, y establecer si las monedas locales están sobrevaloradas o subvaluadas en relación al dólar estadounidense. ^{143/}

Para efectos de este análisis, se comparó entre Estados Unidos y México, durante el periodo 2014-2017, el costo de un litro de gasolina y la cantidad que se pueden adquirir con la misma divisa, como ejemplo se toma 2017.

En 2017, el precio de un litro de gasolina en México fue de 17.23 pesos en promedio, en Estados Unidos de 0.72 dólares y el tipo de cambio fue de 18.93 pesos, por lo que la tasa de cambio PPA fue la siguiente:

$$Tasa\ de\ cambio\ PPA = \frac{Precio\ de\ un\ litro\ de\ gasolina\ en\ México}{Precio\ de\ un\ litro\ de\ gasolina\ en\ Estados\ Unidos}$$

$$Tasa\ de\ cambio\ PPA = \frac{17.23\ pesos}{0.72\ dólares} = 23.92$$

$$Sobre - Subvaloración\ respecto\ del\ dólar = \frac{23.92 - 18.93}{18.93} * 100 = 26.4$$

Como se observa, la tasa de cambio PPA fue de 23.92, lo que indica que el poder adquisitivo de 0.72 dólares fue de 23.92 pesos; asimismo, la tasa fue mayor que el tipo de cambio de 18.93, por lo que el peso estuvo subvaluado respecto del dólar en 26.4%.

^{143/} El índice se calcula con el valor de una Big Mac en la moneda de un determinado país (X) y el valor de ese mismo producto en dólares americanos, se obtiene la tasa de cambio de la paridad del poder adquisitivo, como se describe a continuación:

$$Tasa\ de\ cambio\ PPA = \frac{Big\ Mac\ del\ país\ x}{Big\ Mac\ de\ EU}$$

Si en el país X el tipo de cambio se encuentra por encima tasa de cambio PPA, se dice que la moneda local está sobrevalorada, si está por debajo, se dice que está subvalorada respecto al dólar.

El índice Big Mac sugiere que el valor de la moneda local disminuirá o aumentará hasta ajustarse al valor de la Tasa de cambio PPA, como se muestra en seguida:

$$Sobre - Subvaloración\ respecto\ del\ dólar = \frac{Tasa\ de\ cambio\ PPA - Tipo\ de\ cambio}{Tipo\ de\ cambio} * 100$$

ÍNDICE BIG MAC DE LA GASOLINA, 2014-2017
 (Pesos contantes y porcentaje)

Variables	Datos			
	2014	2015	2016	2017
Precio de un litro de gasolina en México (Pesos)	12.77	13.16	13.43	17.23
Precio de un litro de gasolina en Estados Unidos (Dólares)	0.67	0.60	0.73	0.72
Tipo de cambio	13.30	15.85	18.66	18.93
Tasa de cambio PPA	19.05	21.93	18.40	23.92
Sobre-subvaloración respecto del dólar	43.3	38.3	(1.4)	26.4
Valor real de la gasolina en México tomando como referencia el precio en Estados Unidos, descontando el efecto de la subvaluación, y asumiendo costos de transacción igual a cero. (Pesos)	8.95	9.42	13.62	12.43
Valor en dólares por litro de gasolina en ausencia de subvaluación (Dólares)	0.38	0.37	0.74	0.53

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información publicada en Gasoline Prices Around the World: The Real Cost of Filling Up, disponible en <https://www.bloomberg.com/graphics/gas-prices/#20144:Turkey:USD:I>

NOTA: Precios deflactados a 2017. Los datos referentes al precio de la gasolina en México están en dólares y fueron convertidos a pesos utilizando un promedio anual del tipo de cambio para solventar las obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en el interior de la República, publicado en el Diario Oficial de la Federación.

En comparación con el precio de un litro de gasolina en Estados Unidos, la economía de México puede encontrarse por encima o por debajo de la PPA, lo cual muestra que el peso está sobre o subvalorado respecto al dólar. En el caso de México, al confrontar el precio de un litro de gasolina se observa que la moneda estuvo subvalorada en 2014 y 2015, en 43.3% y 38.3%, en esos años el poder adquisitivo de 0.67 y 0.60 dólares fue de 19.05 y 21.93 pesos y no de 12.77 y 13.16 pesos; en cambio, en 2016 el peso estuvo sobrevalorado en 1.4%, ello indicó que 0.73 dólares podían adquirir lo equivalente a 18.40 pesos, y no lo de 18.66 pesos como se reportó.

Se debe destacar que en un contexto de crecientes importaciones de productos refinados (gasolina, diésel), los costos de producción nacionales dejan de ser relevantes dado que el precio internacional es el que fija los precios internos, por tal motivo, destaca que, en ausencia de la subvaluación del tipo de cambio, y asumiendo costos de transacción igual a cero, el costo por litro de gasolina hubiese sido de 0.38, 0.37, 0.74 y 0.53 centavos de dólar, aproximadamente 8.95, 9.42, 13.62 y 12.43 pesos respectivamente para el periodo 2014-2017.

Considerando lo anterior, y tomando en cuenta que, en 2017 el peso estuvo subvalorado respecto del dólar en 26.4%, el ingreso familiar y el costo de consumir 100 litros de gasolina hubieran sido los siguientes:

INGRESO FAMILIAR DISPONIBLE NETO MENSUAL, 2017
 (Pesos y porcentaje)

Miembros de la OCDE	Ingreso familiar mensual	Precio promedio de la gasolina	Costo del consumo de 100l de gasolina	Participación %
México	21,912.0	13.63	1,363.0	6.2
Promedio OCDE	41,531.6	28.42	2,842.2	6.8

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información publicada en Economic, Environmental and Social Statistics 2017, disponible en: <http://www.oecd.org/publications/oecd-factbook-18147364.htm>, y con información publicada en Gasoline Prices Around the World: The Real Cost of Filling Up, disponible en <https://www.bloomberg.com/graphics/gas-prices/#20144:Turkey:USD:>

De acuerdo con los resultados del Índice Big Mac, si en 2017 el peso no hubiera esto subvaluado en 26.4%, el poder adquisitivo de 18.93 pesos, no hubiese sido de un dólar sino de 1.26 dólares; por lo que el costo de adquirir 100 litros de gasolina en pesos, considerando el precio de Estados Unidos y en ausencia de costos de transacción, debió ser de 1,363.0 y no de 1,722.5 pesos, situación que nos ubicaría por debajo del promedio de los países miembros de la OCDE de 2,842.2 pesos, implicado una diferencia de 1,479.24 pesos.

En conclusión, el promedio de los países miembros y asociados de la OCDE del impuesto al diésel por tonelada de CO₂ fue de 2,694.8 pesos en 2015, México se encuentra debajo del promedio, con un impuesto de 1,733.9 pesos por tonelada de CO₂. Por lo que se refiere al impuesto sobre la gasolina también se encuentra debajo del promedio con un monto de 1,524.1 pesos por tonelada de CO₂.

A pesar de encontrarse debajo del promedio, el monto del impuesto al diésel es mayor que el de la gasolina, lo que responde a que éste contamina más que la gasolina. Solamente México y Estados Unidos responden a la lógica de entre mayor contaminación mayor es el impuesto; sin embargo, al comparar el monto, es de los más bajos entre los países de la OCDE.

Por lo que se refiere al precio de la mezcla mexicana de petróleo en referencia al West Texas Intermediate (WTI) y el Brent Petroleum (Brent), se tiene que a partir de 2014 las tres mezclas presentaron una caída de sus precios, siendo la mezcla mexicana la que tuvo la mayor caída, durante 2015 se recuperaron, pero para enero de 2016, la mezcla mexicana como del Brent, alcanzan el nivel más bajo de todo el periodo, al cotizarse en 22.8 y 30.7 USD, respectivamente, mientras que el WTI, cayó al siguiente mes, vendiendo el barril de petróleo a 30.3 USD. Posterior a este desplome de los precios a partir de marzo de ese año la tendencia de los precios de las mezclas es al alza, sin embargo, no ha logrado llegar a los niveles en los que se encontraba antes de la entrada de la reforma.

Lo anterior se menciona, para establecer que la Reforma Energética se dio en un contexto de estabilidad de los precios del petróleo a nivel mundial, y que una vez que se avanzó en su implementación, los precios cayeron, razón que puede explicar la poca participación en la licitación uno de la ronda uno y del poco avance que se ha presentado en relación a la participación de los particulares en el sector.

3.4. Alineación y contribución con los ODS

En la reunión de la Asamblea General de las Naciones Unidas celebrada en 2015, se aprobaron los Objetivos de Desarrollo Sostenible, que dan continuidad a los Objetivos de Desarrollo del Milenio. El 1° de enero del 2016 entró en vigor la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible. La agenda se compone de 17 objetivos y 169 metas que abarcan las tres dimensiones del desarrollo sostenible: social, económica y ambiental.^{144/}

De acuerdo con el INEGI, en su carácter de Comité Técnico Especializado de los ODS, el objetivo cuenta con tres metas: 1) garantizar para 2030 el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos; 2) aumentar a 2030 considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas, y 3) duplicar para 2030 la tasa mundial de mejora de eficiencia energética. Cada meta cuenta con un indicador: 1) proporción de la población con acceso a la electricidad; 2) proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía, y 3) intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB, respectivamente.

Como parte de los trabajos de evaluación, se consultó a los operadores de la política energética en materia de hidrocarburos para saber si cuentan con información respecto de su contribución al cumplimiento del ODS 7.

^{144/} En 2018, las entidades de fiscalización superior de 11 países de Latinoamérica, entre ellos México, realizaron una auditoría coordinada cuyo propósito consistió en evaluar el nivel de preparación de los gobiernos nacionales para implementar los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

La auditoría coordinada evaluó los niveles de avance del gobierno nacional de cada uno de los 11 países en los siguientes rubros: institucionalización de los ODS, involucramiento del gobierno en la Agenda 2030, plan nacional de largo plazo, plan nacional de mediano plazo, prevención y gestión de riesgos, articulación política, coordinación entre políticas públicas, monitoreo y evaluación nacional, indicadores nacionales, sensibilización a la agenda 2030 e informe nacional voluntario. Adicionalmente, se evaluó de forma específica el nivel de preparación para implementar la meta 2.4, que busca la sostenibilidad en la producción de alimentos. Al respecto, se identificó que era necesario fortalecer la institucionalización de los ODS y definir responsabilidades, implementar una planificación nacional de largo plazo, la gestión de riesgos transversales y procesos participativos para los informes voluntarios nacionales.

En el caso de México, los primeros pasos para implementar los ODS fueron la creación del Consejo Nacional de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y el Comité Técnico Especializado de los ODS, que se encarga de generar y actualizar los indicadores usados para diseñar y evaluar las políticas públicas necesarias.

METAS	SENER	ASEA	CENAGAS	CNH	CRE	FMPED	PEMEX	SHCP
1. Acceso Universal	SI	NO	NO	NO	SI	NO	NO	SI
2. Mejora de la eficiencia	SI	NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO
3. Mejora de la eficiencia	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información remitida por la SENER, CFE, CRE, CENACE, SEMARNAT, PROFEPA y SHCP.

De acuerdo con la información reportada por los responsables de la política, tres entes contribuyen con la meta de acceso universal: la SENER, la CRE y la SHCP; con la meta de eficiencia energética contribuyen la SENER y la CRE, mientras que para energía renovable sólo participa la SENER.

La siguiente tabla muestra la información que los operadores consultados reportaron sobre la forma en que contribuyen a la implementación del ODS 7.

SENER	Cabeza del sector y principal responsable de definir las estrategias para contribuir al logro de la meta 7. Participa en la elaboración de indicadores, metas y estrategias.
CRE	Ha desarrollado diversas regulaciones que contribuyen al logro del objetivo 7. Participa directamente en el mercado de Certificados de Energías Limpias (CEL), uno de los mecanismos diseñados para incrementar el porcentaje de energía generada con fuentes limpias.
SHCP	Reportó que en los lineamientos para el proceso de programación para el ejercicio fiscal 2018 se integró el numeral 10, que tiene como objetivo incorporar los objetivos de la Agenda 2030 en la integración del presupuesto, por lo que las dependencias, entidades, poderes legislativo y judicial, entes autónomos, empresas productivas del Estado, el Tribunal Federal de Justicia Administrativa y el INEGI deberán vincular los ODS con sus estructuras programáticas.

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información remitida por la SENER, CFE, CRE, CENACE, SEMARNAT, PROFEPA y SHCP.

A nivel nacional existen tres indicadores para alcanzar las metas del objetivo 7, de los cuales dos se relacionan con el sector eléctrico y uno abarca a todo el sector energético. A continuación, se muestran los indicadores, las instituciones a cargo de éstos y los resultados obtenidos más recientes.

Objetivo	Meta	Indicador nacional	Encargado de los indicadores	Resultados
Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna	De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos	Proporción de la población con acceso a la electricidad	INEGI y CFE	98.6% *
	De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas	Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía	SENER	8.6%**
	De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética	Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB	INEGI y SENER	366.9**

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información de INEGI, CFE y la SENER. Disponible en: <http://agenda2030.mx/ODSopc.html?ti=T&goal=0&lang=es#/ind>

* Información del INEGI y CFE, 2017.

** Información del SENER, 2016.

El indicador para medir el nivel de avance de la primera meta está a cargo del INEGI y la CFE. En 2017, el indicador proporción de la población con acceso a la electricidad, registró 98.6%, ello indicó que éste porcentaje de viviendas y habitantes contaron con el servicio de energía eléctrica; en relación con el porcentaje de la energía renovable en el consumo final total de energía, a cargo de la SENER, en 2016 se reportó un consumo del 8.6% de este tipo de energía, lo que significó el uso energético de biogas, bagazo de caña, eólica, geotermia, leña y solar; por último, el indicador intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB, a cargo del INEGI y la SENER, el cual en 2016 registró 366.9 kilojoules por peso producido, este indicador considera la relación entre consumo energético y la actividad económica y se refiere a la cantidad de energía requerida para generar una unidad monetaria del producto interno bruto.

Para 2017, tres de los ocho entes responsables de la política energética en materia de hidrocarburos reportaron información sobre la forma en que contribuyen a la implementación de la meta de garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.

Es importante señalar que, en septiembre de 2018 se publicó la Estrategia Nacional para la Puesta en Marcha de la Agenda 2030.^{145/} La Secretaría de Energía actuó como la unidad coordinadora a cargo del objetivo 7. Este trabajo colaborativo entre la Administración Pública Federal, sociedad civil, academia, sector privado y organizaciones internacionales, incluye las siguientes metas con sus respectivos indicadores: 1) de aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables, sostenibles y modernos, promoviendo las energías de bajo impacto, eliminando el consumo de leña y carbón; 2) para 2030, generar 37.7% de la energía eléctrica total a partir de fuentes limpias y 50.0% a 2050, lo que reducirá el CO₂ generado por la producción de electricidad; 3) reducir anualmente en 1.9% la intensidad de consumo final de energía durante el periodo 2016 a 2030; para el periodo 2031-2050, la tasa promedio anual de reducción será del orden del 3.7%; 4) duplicar la inversión en investigación y desarrollo tecnológico en energías limpias en los siguientes 5 años, y 5) de aquí a 2030, lograr la soberanía energética impulsando el aprovechamiento del potencial de México en distintos tipos de energía renovable.

La publicación de la Estrategia Nacional para la Puesta en Marcha de la Agenda 2030 es un elemento importante para fortalecer el nivel de vinculación entre las actividades de las dependencias del

^{145/} Gobierno de la República, Estrategia Nacional para la Puesta en Marcha de la Agenda 2030, 2018, pp. 47-51.

gobierno Federal con los ODS. La meta cinco, que busca incrementar las reservas estratégicas de ciertos combustibles, atañe directamente al sector de hidrocarburos.

Para alcanzar la meta de duplicar para 2030 la tasa mundial de mejora de eficiencia energética existe un indicador relativo al sector de hidrocarburos y uno que abarca al sector energético en su conjunto, como se aprecia en la siguiente gráfica:

Objetivo	Meta	Indicador nacional	Encargado del indicador	Resultados
Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna	De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética	Tasa de restitución de reservas de hidrocarburos	CNH	Aceite crudo: 19.5% Gas natural: 79.6% (2018)*
		Índice de independencia energética ^{146/}	SENER	0.844 (2016)

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información remitida por PEMEX y con información de la SENER.

* Información remitida por PEMEX.

La tasa de restitución integral se obtiene mediante la división de las reservas de petróleo o gas reclasificadas en un periodo, la delimitación de yacimientos, el desarrollo de campos y las revisiones, entre el volumen de hidrocarburo producido en un mismo periodo. La tabla siguiente muestra las tasas de restitución del aceite crudo y del gas natural durante el periodo 2014-2018:

TASAS DE RESTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES (%)

AÑO	Tasa de restitución, aceite crudo	Tasa de restitución, gas natural
2014	88.6	47.2
2015	(150.2)	(11.7)
2016	23.5	(3.5)
2017	2.3	71.9
2018	19.5	79.6

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información remitida por la CNH.

El índice de independencia energética muestra la relación entre la producción y el consumo nacional de energía. Cuando la calificación es mayor a 1, se considera que el país es independiente, pues implica que la producción fue mayor al consumo. En el periodo 2013-2016, los resultados fueron de

^{146/} El índice de independencia energética incluye tanto al sector eléctrico como al sector de hidrocarburos y la información se encuentra en el Sistema de Información Energética de la SENER.

1.007, 1.024, 0.969 y 0.844, respectivamente. En 2015 y 2016 el país consumió más energía de la que produjo.

3.5. Epítome capitular

La ASF evaluó el diseño e implementación de la política pública de energía en materia de hidrocarburos, en el que se establecieron los objetivos de la intervención en términos de incrementar la inversión en el sector, que el Estado no asumiera todos los riesgos financieros, aminorar la carga fiscal de PEMEX, que los precios de los hidrocarburos disminuyeran, y que no se siguiera dañando al medio ambiente, así como el cumplimiento de las metas señaladas en la reforma.

A continuación, se presentan los principales resultados del avance en el cumplimiento de los objetivos señalados.

a) Inversión y riesgos financieros

En el periodo 2015-2017 la inversión real ejercida en el sector fue de 819,993.3 millones de pesos, de los cuales el 97.5% fue de PEMEX (799,387.7 mdp) y el 2.5% (20,605.6 mdp) de los particulares; sin embargo, al revisar la inversión antes de la reforma se observó que esta ha venido a menos ya que lo invertido por PEMEX de 2011 a 2014 presentó una tasa de crecimiento anual (TMCA) del 7.1%, mientras que en años posteriores su tendencia se revirtió generando una tasa negativa de 26.2%. Mientras que, la participación de los particulares que ejecutan actividades relacionadas con el sector aumento, en un monto superior a las 200 veces, al pasar de 85.3 mdp en el primer año a 17,336.2 mdp en el último.

En el caso del riesgo financiero, durante el periodo 2015-2017, se redujo en 59.7%, al pasar de 342,524.4 a 204,398.7 mdp, asimismo, del total de la inversión PEMEX asumió el riesgo por 99.98% en 2015 y por 91.2% en 2017, lo anterior significó una reducción de 8.8 puntos porcentuales en el riesgo financiero asumido por la EPE, pero la disminución en los montos de inversión hace que esta disminución no sea significativa, ni tenga efectos en el cumplimiento del objetivo.

b) Disminución de la carga fiscal de PEMEX

Durante 2015-2017, la proporción del pago de impuestos y derechos, respecto del ingreso obtenido por PEMEX, disminuyó 30.0 puntos porcentuales, al pasar de 53.8% a 23.8%, en el periodo analizado;

no obstante, la reducción del pago de impuestos, respecto de los ingresos obtenidos por EPE, no es atribuible a una menor carga fiscal, ya que las empresas productivas subsidiarias han recibido tanto beneficios fiscales como la exención de los dividendos estatales a los que están obligadas, los cuales no son imputables al régimen fiscal establecido por la Reforma Energética, sino que se han otorgado en respuesta a las pérdidas financieras registradas en estas empresas, a fin de garantizar la continuidad de su operación.

c) Reducción de los precios de los hidrocarburos

Durante el periodo 2013-2017, el precio de venta al público de la gasolina magna se incrementó en 11.8%, al pasar de 14.56 a 16.28 pesos; la gasolina premium 18.6%, al registrar 15.23 y 18.07 pesos, y el diésel 15.7%, al cambiar de 14.99 a 17.34; no obstante, la ASF identificó que el costo de producción promedio de la gasolina magna y premium se redujo en 35.0%, al pasar de 2.0 miles de pesos por barril en 2013 a 1.3 en 2017; mientras que el costo de producción del diésel disminuyó en 36.8%, al pasar de 1.9 a 0.9 miles de pesos por barril.

d) Disminución del impacto ambiental

Durante el periodo 2012-2017, la producción de petróleo crudo disminuyó 15.5%, al pasar de 932,535.7 miles de barriles a 788,300.0; asimismo, el costo por degradación y agotamiento de las actividades de extracción de hidrocarburos decreció 78.5%, al pasar de 222,375.9 mdp a 47,724.2 mdp. Ambas variables presentan variaciones a la baja, ya que cuando la producción presenta rezagos, también lo hace el costo por degradación y agotamiento, por lo que las variaciones en el costo siguen la tendencia del volumen de producción de petróleo.

No obstante, los operadores de la política no dispusieron de información que permitiera vincular el resultado de sus acciones con los datos calculados por el INEGI en materia de costo por degradación y agotamiento derivado de las actividades relacionadas con el sector hidrocarburos.

e) Precios y competencia

Durante el periodo 2013-2018 el precio de venta al público de gas licuado se incrementó 28.7%, al pasar de 15.53 en el primer año a 19.99 pesos en el último; la gasolina magna 33.2%, al registrar 14.56 y 19.40 pesos; la gasolina premium 37.3%, al transitar de 15.23 a 20.92 pesos, y el diésel 37.8%, al cambiar de 14.99 a 20.66 pesos; cabe destacar que a partir de 2017 se llevó a cabo la

liberación de los precios del gas licuado, la gasolina magna, la premium y el diésel, lo que registro un aumento del 32.4%, 9.7%, 14.9%, y 11.6%.

Para la generación de condiciones de competencia, actualmente operan en el país 51 nuevas marcas, de las cuales 19 ofrecen un producto diferenciado al incorporar aditivos que ofrecen un mayor valor agregado, de éstas marcas 4 disponen de un suministro distinto al de PEMEX ya que importan el combustible; no obstante, que la incorporación de nuevos competidores en el mercado de expendio de combustible produjo mayor competencia, ésta no se ha visto reflejada en una disminución de precios, debido a que el mayor distribuidor de hidrocarburos es PEMEX, y a los costos del transporte, almacenamiento y distribución.

f) Restitución de las reservas

Respecto de la meta de lograr la restitución de las reservas de petróleo y gas superiores al 100.0%, se observó lo siguiente: la reducción en la producción de petróleo crudo y de las reservas probadas, impidió que se lograra una tasa de restitución superior al 100.0%, ya que ésta se redujo 86.5 puntos porcentuales, al pasar de 88.8%, en 2014, a 2.3% en 2017; en cambio, la tasa de restitución del gas natural aumentó 23.7 puntos porcentuales, al registrar 47.4% y 71.1%; no obstante, no fue superior a 100.0%. La tasa de restitución del petróleo crudo, así como la de gas natural, no alcanzaron valores superiores al 100.0%, permaneciendo 97.7 y 28.9 puntos porcentuales por debajo de la meta establecida para 2018.

g) Incrementar la producción

Por lo que se refiere a incrementar la producción de petróleo a 3,000 miles de barriles diarios (Mbd) en 2018, así como a 3,500 Mbd en 2025, mientras que el gas natural llegaría a 8,000 millones de pies cúbicos diarios en 2018 y 10,400 en 2025.

Al respecto, la ASF identificó que de 2013 a 2017, el volumen de producción diario de barriles de petróleo registró una disminución de 22.8%, al pasar de 2,522.0 Mbd a 1,948.0 Mbd; la producción de gas natural también presentó una reducción, esta fue de 19.7%, al registrar 6,350.0 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) a 5,101.0 MMpcd; ello significa que para alcanzar la meta a 2018 se requiere una producción de 1,137 Mbd y 1,249.0 MMpcd adicionales.

h) Crecimiento económico

La iniciativa de reforma incluyó dos metas de crecimiento económico: un punto porcentual más para 2018 y tres para 2025; sin embargo, los responsables de la operación de la política no cuentan con mecanismos para determinar el avance en el cumplimiento de las mismas. No obstante, con base en el comportamiento del PIB del sector energético (hidrocarburos y electricidad), se identificó que, de 2013 a 2017, en el caso de electricidad, las adecuaciones de 2014 tuvieron un efecto positivo y se registró un incremento promedio anual del 12.5%; caso contrario al de hidrocarburos el cual registró una disminución del 14.7% en promedio anual en el periodo referido.

Asimismo, se observó que la participación del PIB integrado por los sectores de hidrocarburos y electricidad respecto del PIB nacional presenta un comportamiento a la baja, toda vez que, de 2008 a 2017, disminuyó en 4.7 puntos porcentuales, al pasar del 8.9% a 4.2% del PIB nacional.

En este sentido, se considera que las metas programadas respecto de la aportación al crecimiento económico no podrán ser cumplidas con las condiciones y comportamientos actuales, dado que, en 2013 cuando se definieron las metas, el porcentaje de participación del PIB del sector energético respecto del nacional, equivalía al 6.6%, cifra inferior en 2.4 puntos porcentuales a lo registrado en 2017.

i) Generación de empleos

Con la política pública se propusieron las metas de crear 500.0 miles de empleos formales adicionales en 2018, y 2,500.0 miles a 2025; sin embargo, los operadores no disponen de una metodología o parámetros para conocer en qué medida se ha contribuido a cumplirlas. Sin embargo, con el pronóstico de la ASF, en 2018 se registraron 25.0 miles de empleos menos que 2013 y, de mantenerse el comportamiento observado, en 2025 existirán 272.8 miles de empleos, 44.5 miles, menos de los 317.3 miles que había en 2018, por lo que no resulta factible el cumplimiento de las metas a 2018 y 2025.

j) Principales comparativos internacionales

Como parte del análisis se realizó una comparación con indicadores internacionales, principalmente con aquellos establecidos por la OCDE, que se relacionan con impuesto al diésel por tonelada de CO₂, el cual fue de 2,694.8 pesos en 2015, al respecto México se encuentra debajo del promedio, con un impuesto de 1,733.9 pesos por tonelada de CO₂. Mientras que el impuesto sobre la gasolina

también se encuentra debajo del promedio de 4,148.4 pesos con un monto de 1,524.1 pesos por tonelada de CO₂.

Del análisis de la paridad de poder de compra se identificó que la moneda nacional estuvo subvalorada en 2014 y 2015, respecto del dólar estadounidense, en 43.3% y 38.3%, en esos años el poder adquisitivo de 0.67 y 0.60 dólares fue de 19.05 y 21.93 pesos y no de 12.77 y 13.16 pesos; en cambio, en 2016 el peso estuvo sobrevalorado en 1.4%, ello indicó que 0.73 dólares podían adquirir lo equivalente a 18.40 pesos, y no lo de 18.66 pesos como se reportó.

Se debe destacar que en un contexto de crecientes importaciones de productos refinados (gasolina, diésel), los costos de producción nacionales dejan de ser relevantes dado que el precio internacional es el que fija los precios internos, por tal motivo, destaca que, en ausencia de la subvaluación del tipo de cambio, y asumiendo costos de transacción igual a cero, el costo por litro de gasolina hubiese sido de 0.38, 0.37, 0.74 y 0.53 centavos de dólar, aproximadamente 8.95, 9.42, 13.62 y 12.43 pesos respectivamente para el periodo 2014-2017.

k) Alienación y contribución con los ODS

En el caso de la alineación con los ODS, tres de los ocho entes responsables de la política energética en materia de hidrocarburos reportaron información sobre la forma en que contribuyen a alcanzar la meta de garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos. Dichos entes informaron sobre su contribución para duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética. La ASEA, el CENAGAS, la CNH, el FMPED y PEMEX reportaron que no cuentan con información sobre sus contribuciones para alcanzar las metas del objetivo 7 de los ODS.

La tasa de restitución integral se obtiene mediante la división de las reservas de petróleo o gas reclasificadas en un periodo, la delimitación de yacimientos, el desarrollo de campos y las revisiones, entre el volumen de hidrocarburo producido en un mismo periodo. Los resultados obtenidos evidenciaron que el índice de independencia energética muestra la relación entre la producción y el consumo nacional de energía. Cuando la calificación es mayor a 1, se considera que el país es independiente, pues implica que la producción fue mayor al consumo. En el periodo 2013-2016, los resultados fueron de 1.007, 1.024, 0.969 y 0.844, respectivamente. En 2015 y 2016 el país consumió más energía de la que produjo.

4. Consideraciones finales

4. Consideraciones finales

En este documento se ha evaluado la política pública de hidrocarburos, vigente durante el periodo 2013-2017 e implementada por el Ejecutivo Federal anterior, a partir de las modificaciones constitucionales de 2013 y la promulgación de los ordenamientos específicos a partir de 2014, la cual tiene por objeto el incentivar la inversión pública y privada, y disminuir la carga fiscal para PEMEX, a fin de garantizar que se cuente con los insumos e infraestructura para mantener la producción que demanda la sociedad; que el Estado no asuma todos los riesgos financieros y operativos; se disminuyan los precios para los usuarios finales, y se reduzca la exposición a riesgos ambientales y sobre todo permitir que PEMEX genere valor económico para el país, por medio de la implementación de las estrategias de conducción, regulación, supervisión y operación a cargo de la SENER, la SHCP, el FMPED, la CRE, la CNH, la ASEA, CENAGAS y PEMEX.

4.1 Pronunciamiento de la ASF

En opinión de la Auditoría Superior de la Federación, el problema público que motivó la Reforma Energética en materia de hidrocarburos, referente a la falta de inversión en las actividades relacionadas con la exploración, extracción y producción, así como la elevada carga fiscal para PEMEX, que ha provocado que no se cuente con los insumos e infraestructura para mantener la producción que requieren y demanda la sociedad, así como que el Estado asuma todos los riesgos financieros y operativos, lo que le impide ser una empresa rentable y que genere valor económico al país, que se eleven los precios para los usuarios finales y que exista una elevada exposición a riesgos ambientales, fue definido conforme las normas establecidas, e incluyó un escenario base ^{147/} para medir la evolución de las variables objeto de la intervención, con excepción de lo relativo al impacto ambiental y de la generación de valor económico y rentabilidad de PEMEX.

^{147/} Se refiere a que en la definición del problema se dispuso de datos a 2013, relativos los volúmenes de inversión, producción, infraestructura, ventas, exportaciones e importaciones, entre otros.

- Diseño

Por lo que se refiere a los objetivos y estrategias de la política pública, así como su diseño, programático-presupuestal, normativo-institucional, de ejecución y de rendición de cuentas, se identificaron deficiencias en los aspectos siguientes: a) en los documentos de planeación, no se definen los medios para lograr los objetivos relativos la generación de empleos y la contribución al crecimiento económico, ni se establecen métricas para medir su avance; b) no se definen los aspectos relativos a los objetivos de rentabilidad y generación de valor económico por parte de PEMEX, ni se establecen parámetros para cuantificar su evolución; c) se identificó que el ejercicio de recursos públicos por parte de PEMEX se destina mayormente al gasto corriente y no al de inversión; d) en los documentos de rendición de cuentas no se reporta información respecto del costo-beneficio de la inversión en los procesos de exploración, extracción, refinación y distribución, así como la elevada carga fiscal para PEMEX, la falta de insumos e infraestructura para mantener la producción de petróleo y gas, ni de la exposición a riesgos ambientales, y e) se determinó que existen carencias en la generación de la información ambiental.

Durante el periodo 2013-2017, se ejercieron 4,306,795.1 millones de pesos, mediante la ejecución de 28 programas presupuestarios de los cuales, el 63.6% (2,741,052.3 mdp) correspondieron a los operadores y el 36.4% (1,565,742.8 mdp) para conducción, regulación y supervisión. Asimismo, el presupuesto devengado se ejerció de la siguiente manera: el 63.6% fue de la EPE, seguido del Fondo Mexicanos del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo (FMPED) y la Secretaría de Energía (SENER), con 28.2% y 8.0%, respectivamente.

El principal operador de la política, PEMEX, de 2013 a 2017 presentó una tasa de crecimiento negativa de 7.6%, pasando de tener un presupuesto total en 2013 de 585,480.4 a 427,411.5 mdp, disminuyendo principalmente el gasto de inversión en un 18.9% en promedio anual, pasando de 416,896.0 mdp, en 2013 a 179,967.3 mdp, en 2017. Por lo que se refiere a su gasto de inversión se redujo en 236,928.7 millones de pesos, 56.8% respecto de su nivel en 2013; no obstante, el gasto corriente se incrementó en ese mismo periodo en 78,859.8 millones de pesos, 46.8%, situación que no resulta compatible con los objetivos de la reforma dado que lo que se pretendía incrementar era la inversión y no el gasto corriente.

Cabe señalar que, de los 28 programas presupuestarios con los que se instrumentó la política en el periodo 2013-2017; 24 estuvieron vigentes en 2017, éstos estuvieron a cargo de la SENER, la SHCP,

la CRE, la CNH, la ASEA, el CENAGAS y PEMEX, dichos programas cuentan con objetivos relacionados con los componentes de la política, y tienen como fin atender las necesidades de conducción, regulación, supervisión y operación de la política pública. El FMPED no cuenta con un programa presupuestario, pero opera con los recursos que administra. No obstante, se identificó que, de los 15 programas a cargo de PEMEX como instancia ejecutora, 12 no se alinean formalmente a los objetivos de la planeación nacional y sectorial, ya que no cuentan con Matriz de Indicadores para Resultados (MIR), dado que PEMEX, al ser una empresa productiva, no está obligada a elaborar dicha matriz. Es importante señalar que, de los programas mencionados, dos cuentan con indicadores para medir su gestión, en aras de las buenas prácticas, por lo que la ASF considera que sería conveniente que la EPE dispusiera de las MIR para todos sus programas presupuestarios, lo cual favorecería la evaluación de su desempeño.

- Implementación

En la implementación de la política pública la ASF analizó los resultados de las estrategias de conducción, regulación, supervisión y operación a cargo de la SENER, la SHCP, el FMPDE, la CRE, la CNH, la ASAE, PEMEX y CENAGAS.

Al analizar el componente de conducción, se identificó que la SENER la SHCP y el FMPED, emitieron la normativa, lineamientos y manuales que se requieren para la entrada de nuevos participantes en el sector hidrocarburos. En cuanto a la SENER se identificaron deficiencias en la emisión de los planes de emergencia para la continuidad de las actividades en los Sistemas Integrados de Transporte por Ducto y Almacenamiento, así como actualizar las asignaciones de manera mensual y poner a disposición del público sus términos y condiciones. Respecto de la SHCP y el FMPED, ambas instituciones han cumplido con sus atribuciones, por lo que se dio atención a la reforma en el sentido de modernizar el marco jurídico para permitir la entrada de nuevos participantes en el sector.

La ASF considera que, en materia de regulación y supervisión, el Estado definió la normativa y los mecanismos bajo los cuales otorgó las asignaciones, realizó los procesos de licitación, el establecimiento de los términos de los contratos, la emisión de permisos, los ingresos derivados de los hidrocarburos y la protección de las personas y medio ambiente, que forman parte de los objetivos que persigue la política de hidrocarburos, al respecto se obtuvieron los resultados siguientes.

- Se observó que el Estado le otorgó a PEMEX 489 títulos de asignación en la denominada Ronda cero que se realizó en 2014, además de realizar 11 procesos licitatorios en tres rondas, de los cuales se concluyeron 9, teniendo la firma de 104 contratos, con una inversión estimada de 76,634.9 mdp y una producción de 11,615.0 Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (MMbpc). Con las licitaciones se adjudicaron 104 bloques, con una superficie de 87,037.4 km².
- Se determinó que, con la entrada de los nuevos participantes al sector, para el periodo 2015-2018, la Comisión Nacional de Hidrocarburos firmó 104 contratos, con una vigencia de 25, 30 y 35 años, dependiendo del tiempo que se tarden en producir los hidrocarburos, pues esto no es de manera inmediata. De los contratos firmados 56 se encuentran en la etapa de transición de arranque, mientras que 4 están en el periodo de desarrollo. La inversión comprometida en los contratos asciende a 13,562.1 mdp.
- En el caso de los permisos, se tiene que a la fecha la SENER otorgó 18 para tratamiento de petróleo, actividades relacionadas con la refinación y el procesamiento de gas con una vigencia de 30 años. Dichos permisos fueron otorgados antes de la reforma energética, por lo que, una vez que entró en vigor, se renovaron con las nuevas empresas productivas subsidiarias de PEMEX. Para la importación y exportación en el periodo 2013-2017 se otorgaron 2,114 permisos; sin embargo, la información publicada por la SENER en su portal de internet difiere, por lo que se puede determinar que la información no es confiable. Además, la CRE emitió 528 permisos para Gas Natural, con una inversión estimada de 408,048.4 millones de pesos y un crecimiento de 75,654.0 kilómetros de ductos, lo que significa que en términos generales hubo un incremento considerable de la participación de los particulares, mientras que para el Gas L.P, a 2018 se contaba con 4,822 permisos, mientras que para los petrolíferos y petroquímicos fueron 15,028, con un monto de inversión de 409,677.0 mdp.
- Uno de los aspectos más relevantes de la reforma es lo referente a la obtención de mayores ingresos, para la inversión en los sectores que más lo requieran, es importante señalar que dichos ingresos provienen de la operación de PEMEX y los particulares. Al respecto se observó que durante el periodo 2015-2018 el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo recibió 1,579,320.4 mdp y realizó transferencias por 1,340,500.6 mdp a los fondos y a la TESOFE, ello representó el 84.9% de los ingresos que recibió derivados de las asignaciones y contratos, un dato importante es que para 2017 se registró un excedente de recursos transferidos por 55,972.7 mdp, que luego de destinarse a diversos rubros, se constituyó la

reserva de largo plazo por 17,905.7 mdp. No obstante, se debe señalar que en el periodo referido los ingresos de PEMEX decrecieron en 3.5% en promedio anual, al pasar de 1,608,204.6 mdp en 2013 a 1,397,029.7 en 2017.

- En el caso de la protección del medio ambiente y las personas la ASEA ejerció sus atribuciones de vigilar y sancionar, ya que en el periodo 2015-2017 realizó 45 inspecciones, 78 supervisiones y 11 verificaciones e impuso 209 sanciones, de las cuales 149 fueron subsanadas, mientras que en 60 al no aplicar medidas correctivas llegaron a un proceso administrativo sancionatorio con la imposición de multas que ascendieron a 26.8 mdp.

Como parte de la reforma energética y con la entrada de nuevos participantes, se tuvo que consolidar a PEMEX como una empresa productiva del Estado, lo que implicó que se reorganizara tanto operativa como financieramente, dicha separación la realizó con la consolidación de siete Empresas Productivas Subsidiarias que usaron los bienes ya existentes; sin embargo, no es posible identificar a que bienes se refieren y en el caso de la información financiera no se contó con el desglose de la misma.

Como parte de la división antes mencionada, PEMEX, instauró un gobierno corporativo, de la revisión realizada por la ASF se determinó que la EPE reportó avances en 71.4% las siete directrices. Asimismo, en el caso del CENAGAS, aun cuando no tiene la obligación de contar con un gobierno corporativo, se alineó en 33.3% de las directrices en la materia.

Uno de los objetivos de la reforma fue promover la inversión en infraestructura para la generación de hidrocarburos y que con ello se mantuviera la producción que la sociedad requiere, al respecto PEMEX vio disminuida su infraestructura durante el periodo 2013-2017, dado que ésta decreció 14.6%, al pasar de 9,379 pozos en 2013 a 8,008 en 2017; de igual forma destaca la disminución de 13.7% en el caso de campos de producción, 47.4% en terminales de distribución, 18.2% complejos petroquímicos, 35.2% unidades servicio a pozos, y 37.6% en equipos de perforación y reparación de pozos; lo que ocasionó que la producción en el periodo 2013-2017 disminuyera 6.2%, al pasar de 921.6 a 711.2 millones de barriles (MMb), y el gas natural, 5.3% en promedio anual, al pasar de 2,317,690.4 MMpcd en 2013, a 1,862,213.0 MMpcd en 2017. Destaca además el caso de las refinerías en las que no se presentó ninguna variación en su número; sin embargo, en 2017 el Sistema Nacional de Refinación (SNR), únicamente utilizó el 47.0% de la capacidad disponible de las refinerías para el procesamiento de crudo.

Considerando que la infraestructura no ha crecido, y que no existe capacidad de PEMEX para realizar tareas de exploración y producción en aguas profundas, se analizó como es que eso afectó la generación y demanda de hidrocarburos, pues ambos temas están vinculados estrechamente y la intención era que con la mayor cantidad de infraestructura se incrementara la producción, y con ello no se dependiera de las importaciones; sin embargo, la tendencia de la producción en el periodo 2013-2017 ha disminuido un 6.2%, al pasar de 921.6 y a 711.2 millones de barriles (MMb). En el caso del gas natural, se tiene que también ha tenido una caída del 5.3% en promedio anual, ya que pasó de 2,317,690.4 MMpcd en 2013, a 1,862,213.0 MMpcd en 2017.

Por lo que se refiere al comercio internacional, durante el periodo 2013-2017, se observó una reducción en 0.3% en promedio anual, al pasar de 1,188.7 a 989.1 millones de barriles diarios; mientras que las importaciones se incrementaron en 23.8% en promedio anual, al pasar de 1,289.7 en 2013, a 1,153.6 miles de barriles diarios en 2017, en términos de valor el comportamiento de las exportaciones se redujo en 39.3% al pasar 744,511.9 mdp a 452,242.2, caso contrario al de las importaciones el cual se incrementó en 15.2% al pasar de 434,160.2 mdp a 500,112.4 mdp.

Se debe destacar que aunado a lo anterior PEMEX enfrenta el problema de robo de combustibles, al respecto, en el periodo 2011-2018, el número de tomas clandestinas se incrementó en 851.0%, al pasar de 1,323 a 12,581, con los datos observados la ASF estima que, de no atender las causas de esta problemática, el número de tomas clandestinas podría incrementarse 69.0% en promedio anual, al pasar de 12,581.0 en 2018 a 18,264.0 en 2023, cifra mayor que el crecimiento promedio de 2011-2018, de 38.0%.

Los costos de producción de los bienes comercializados por PEMEX, presentaron una disminución de 2013 a 2017 debido principalmente a la baja de los precios del crudo y al tipo de cambio, teniendo que la gasolina magna en el primer año presentó un costo promedio de producción de 2.0 miles de pesos por barril y para 2017 disminuyó a 1.3, lo que significó un decrecimiento del 10.2 puntos porcentuales; en el caso de la gasolina Premium es similar ya que su costo decreció en 10.2 puntos porcentuales pasando de 2.0 miles de pesos por barril a 1.3 miles de pesos. El diésel, tuvo en promedio una mayor disminución del 10.9 puntos porcentuales, pasando de 1.9 a 1.2 miles de pesos.

Si bien la reducción de los costos de producción es algo positivo, debemos de considerar que esta situación no se refleja en el precio final a los consumidores, debido a que la disminución de la

producción obliga a un mayor volumen de importaciones, lo cuales están referenciados a precios internacionales, por tanto esto nos da un indicio de que los avances en la implementación de la reforma energética en la materia no han sido los que se esperaban, pues la transición aun no es algo que se haya consolidado completamente lo que significa que aún no se ha invertido lo suficiente en el sector y por ello la producción ha disminuido y como consecuencia el aumento de la importación y por tanto de los precios a los consumidores.

En cuanto al desempeño financiero de PEMEX con el análisis del periodo 2013-2017 no es posible observar los cambios que se habían propuesto con la reforma energética en hidrocarburos, debido a que en esos años la EPE incrementó su activo de manera marginal 4.1%, mientras que su pasivo creció en 62.8%, situación que aumento su déficit patrimonial en 711.0%.

Se debe destacar que, si bien la utilidad antes de impuestos de PEMEX es positiva, la misma ha disminuido en 92.5%, al pasar de 694,837.6 mdp a 52,129.4 mdp, durante el periodo analizado. La situación antes descrita, es ocasionada principalmente por la disminución de 13.1% en los ingresos por ventas, al pasar de 1,608,204.6 mdp a 1,397,029.7 mdp, así como por el incremento de 23.4% en los costos directos, los cuales pasaron de 814,006.3 mdp a 1,004,204.9 mdp, en el periodo de análisis.

Por lo anterior, su rendimiento sobre activos (ROA) se redujo en 58.6%, pasando de una tasa negativa de 8.3% a 13.2% en los mismos años. Asimismo, destaca el hecho que durante el periodo 2014-2017 el CAPEX ^{148/} de la EPE fue de 333,100.6 mdp, cifra 2.6 veces inferior al de la contratación de deuda financiera, la cual fue de 1,196,634.7 mdp. Por último, resulta relevante que durante el periodo 2013-2017 el pasivo laboral de PEMEX se incrementó en 12.4% al pasar de 1,119,207.9 mdp a 1,258,436.1 mdp.

Respecto del ROE (Utilidad del ejercicio / Capital Contable): en 2013, PEMEX obtuvo una pérdida neta en el ejercicio de (170,058.4) millones de pesos, y en 2017 registró una pérdida neta de (280,850.6) millones de pesos, por lo que el resultado de este indicador no es representativo de la situación antes descrita. Considerando que en ambos periodos la empresa registró un capital contable negativo, la empresa no fue rentable respecto de su patrimonio ni en 2013 ni en 2017.

^{148/} Inversiones en activos productivos

Por lo que se refiere al análisis de Flujo de Efectivo Libre (FEL), durante el periodo 2013-2017, se determinó que la EPS efectuó inversiones superiores en monto al flujo neto de operación, por lo que no tuvo capacidad de pago de deuda y reparto de dividendos en el periodo, ya que el FEL registró un saldo negativo en todos los años analizados: 56,729.7 mdp en 2013; 97,916.4 en 2014; 156,875.9 en 2015; 194,916.7 en 2016, y 28,462.0 en 2017.

Por ultimo resulta relevante que durante el periodo 2013-2017 el pasivo laboral de PEMEX se incrementó en 12.4% al pasar de 1,119,207.9 mdp a 1,258,436.1 mdp.

- **Resultados**

Para medir los resultados y avances de la política pública en términos de incrementar la inversión en el sector, que el Estado no asumiera todos los riesgos financieros, aminorar la carga fiscal de PEMEX, que los precios de los hidrocarburos disminuyeran, y que no se siguiera dañando al medio ambiente. Lo anterior a fin de ofrecer mejores precios a los consumidores y generar condiciones de competencia, y cumplir con las metas señaladas en la reforma energética en materia de hidrocarburos, se obtuvieron los resultados siguientes:

En el periodo 2015-2017 la inversión real ejercida en el sector fue de 818,993.3 millones de pesos, de los cuales el 97.5% fue de PEMEX (799,387.7 mdp) y el 2.5% (20,605.6 mdp) de los particulares. La inversión después de la reforma ha venido a menos, ya que lo invertido por PEMEX de 2011 a 2014 presentó una tasa media de crecimiento anual (TMCA) del 7.1%, mientras que en años posteriores su tendencia se revirtió generando una tasa negativa de 26.2%. En lo referente la participación de los particulares en el sector aumento, ya que presentó un crecimiento superior a 200 veces, al pasar de 85.3 mdp en el primer año a 18,030.7 en el último.

La inversión en el sector se encuentra vinculada con el riesgo financiero que asumía PEMEX, con los trabajos de evaluación se observó que durante el periodo 2015-2017, la inversión se redujo en 59.7%, al pasar de 342,524.4 a 204,398.7 mdp, asimismo, del total de la inversión PEMEX asumió el riesgo por 99.98% en 2015 y por 91.2% en 2017, lo anterior significó una reducción de 8.8 puntos porcentuales en el riesgo financiero asumido por la EPE, pero la reducción en los montos de inversión hace que esta disminución no sea significativa, ni tenga efectos en el cumplimiento del objetivo.

La ASF considera que ante las exigencias del entorno internacional cada vez más competitivo, el incremento en los riesgos y el monto de las inversiones requeridas para la producción de hidrocarburos; dificultó que EPE fuera capaz satisfacer la demanda, por lo que la apertura a la inversión privada debió contribuir al desarrollo y a la consolidación de una industria nacional en un entorno competitivo; sin embargo, la participación de esta última en la inversión en el sector no ha sido significativa por lo que el Estado sigue asumiendo el mayor riesgo financiero y la mayor inversión en el sector.

Otro de los aspectos fundamentales en la política energética en materia de hidrocarburos, se relaciona con la disminución de las obligaciones fiscales que Petróleos Mexicanos ha absorbido a lo largo de su historia, durante 2015-2017, la proporción del pago de impuestos y derechos, respecto del ingreso obtenido por PEMEX, disminuyó 30.0 puntos porcentuales, al pasar de 53.8% a 23.8%, en el periodo analizado; no obstante, la reducción del pago de impuestos, respecto de los ingresos obtenidos por EPE, no es atribuible a una menor carga fiscal, ya que las empresas productivas subsidiarias han recibido tanto beneficios fiscales como la exención de los dividendos estatales a los que están obligadas, los cuales no son imputables al régimen fiscal establecido por la Reforma Energética, sino que se han otorgado en respuesta a las pérdidas financieras registradas en estas empresas, a fin de garantizar la continuidad de su operación.

La reducción de los precios de los hidrocarburos a los usuarios finales, que era uno de los objetivos fundamentales dentro de la reforma, no ha sido como se esperaba, ya que durante el periodo 2013-2017, el precio de venta al público de la gasolina magna se incrementó en 11.8%, al pasar de 14.56 a 16.28 pesos; la gasolina premium 18.6%, al registrar 15.23 y 18.07 pesos, y el diésel 15.7%, al cambiar de 14.99 a 17.34; no obstante, la ASF identificó que el costo de producción promedio de la gasolina magna y premium se redujo en 35.0%, al pasar de 2.0 miles de pesos por barril en 2013 a 1.3 en 2017; mientras que el costo de producción del diésel disminuyó en 36.8%, al pasar de 1.9 a 0.9 miles de pesos por barril.

Para la reducción del impacto ambiental, se observó, que, pese a que durante el periodo 2012-2017, el costo por degradación y agotamiento de las actividades de extracción de hidrocarburos decreció 78.5%, al pasar de al pasar de 222,375.9 mdp a 47,724.2 mdp. No obstante, los operadores de la política no dispusieron de información que permitiera vincular el resultado de sus acciones con la disminución del costo por degradación y agotamiento derivado de las actividades relacionadas con el sector hidrocarburos.

Si bien la política de hidrocarburos pretende mejorar los precios e incrementar la competencia, durante el periodo 2013-2018 el precio de venta al público de gas licuado se incrementó 28.7%, al pasar de 15.53 en el primer año a 19.99 pesos en el último; la gasolina magna 33.2%, al registrar 14.56 y 19.40 pesos; la gasolina premium 37.3%, al transitar de 15.23 a 20.92 pesos, y el diésel 37.8%, de 14.99 a 20.66 pesos; cabe destacar que a partir de 2017 se llevó a cabo la liberación de los precios del gas licuado, la gasolina magna, la premium y el diésel, lo que registro un aumento del 32.4%, 9.7%, 14.9%, y 11.6%.

Para la generación de condiciones de competencia, actualmente operan en el país 51 nuevas marcas, de las cuales 19 ofrecen un producto diferenciado al incorporar aditivos que ofrecen un mayor valor agregado, de éstas marcas 4 disponen de un suministro distinto al de PEMEX ya que importan el combustible; no obstante, que la incorporación de nuevos competidores en el mercado de expendio de combustible produjo mayor competencia, ésta no se ha visto reflejada en una disminución de precios.

Para poder ser competitivos y no desgastar las reservas petroleras, el Estado tenía que garantizar la restitución, superior al 100.0%, de las mismas en cuanto al petróleo y gas, no obstante, la reducción en la producción de petróleo crudo y de las reservas probadas, impidió que se logrará la meta, teniendo que la tasa de restitución del petróleo crudo quedo por debajo de la meta establecida para 2018 en 97.7% y la de gas natural en 28.9%.

Por lo que se refiere a la meta de incrementar la producción de petróleo a 3,000 miles de barriles diarios (Mbd) en 2018, así como a 3,500 Mbd en 2025, mientras que el gas natural llegaría a 8,000 millones de pies cúbicos diarios en 2018 y 10,400 en 2025. De 2013 a 2017, el volumen de producción diario de barriles de petróleo registró una disminución de 22.8%, al pasar de 2,522.0 Mbd a 1,948.0 Mbd; la producción de gas natural también presentó una reducción, esta fue de 19.7%, al registrar 6,350.0 MMpcd y 5,101.0 MMpcd; ello significa que para alcanzar la meta a 2018 se requiere una producción adicional de 1,137 Mbd y 1,249.0 MMpcd.

La iniciativa de reforma incluyó dos metas de crecimiento económico: un punto porcentual más para 2018 y tres para 2025; sin embargo, los responsables de la operación de la política no contaron con mecanismos para determinar el avance en el cumplimiento de las mismas. No obstante, con base en el comportamiento del PIB del sector energético (hidrocarburos y electricidad), se identificó que, de 2013 a 2017, en el caso de hidrocarburos se registró una disminución del 14.7% en promedio

anual en el periodo referido. Además de que la participación del PIB integrado de energía respecto del PIB nacional presenta un comportamiento a la baja, toda vez que, de 2008 a 2017, disminuyó en 4.7%, al pasar del 8.9% al 4.2% del PIB nacional. Por lo que se considera que las metas programadas respecto del crecimiento económico no podrán ser cumplidas con las condiciones y comportamientos actuales en el sector.

Con la política pública de hidrocarburos, se propusieron las metas de crear 500.0 miles de empleos formales adicionales en 2018, y 2,500.0 miles a 2025; sin embargo, la SENER no dispone de una metodología o parámetros para conocer en qué medida se ha contribuido a cumplirlas. Al respecto, con la información de la Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE) 2008-2018, del INEGI, la ASF estimó que, de 2008 a 2013, la población ocupada en el sector decreció en 0.7% en promedio anual, al pasar de 353.8 a 342.3 miles de personas ocupadas. En 2018 ese número fue de 317.3 miles, lo que significó que en el periodo 2013-2018, la población ocupada en el sector disminuyó en 1.5% en promedio anual. Por lo tanto, con el pronóstico de la ASF, en 2018 se registraron 25.0 miles de empleos menos que en 2013 y, de mantenerse el comportamiento observado, en 2025 existirán 272.8 miles de empleos, 44.5 miles, menos de los 317.3 miles que había en 2018, por lo que no resulta factible el cumplimiento de las metas a 2018 y 2025.

4.2 Sugerencias

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, la Auditoría Superior de la Federación, con objeto de fortalecer, de manera particular, el diseño, la implementación y los resultados de la política, para así avanzar en el cumplimiento de objetivos, y la atención del problema, emite las sugerencias siguientes:

- a) Definir los medios específicos, los mecanismos, y las métricas de monitoreo y control, con los que los operadores de la política pública vinculen sus acciones al cumplimiento de los objetivos de la reforma, en términos de inversión, crecimiento de infraestructura, disminución de los precios a los usuarios finales, restitución de las reservas petroleras, impacto ambiental, competencia, generación de valor económico, así como su contribución al crecimiento económico y la generación de empleos.
- b) Es conveniente que, para favorecer la transparencia y rendición de cuentas, pese a que PEMEX no está obligado a elaborar Matriz de Indicadores para Resultados (MIR) de sus programas

presupuestarios, en aras de las mejores prácticas disponga de MIR para cada uno de los programas a su cargo.

- c) Es necesario que PEMEX determine los parámetros para medir la rentabilidad y generación de valor económico, así como, el establecimiento de procedimientos para su seguimiento, evaluación y rendición de cuentas.
- d) Que en los documentos de rendición de cuentas los operadores de la política pública reporten de manera clara la forma en la que la conducción, regulación-supervisión y operación inciden en el cumplimiento de los objetivos de la reforma, en particular lo relativo al impacto ambiental del sector hidrocarburos, la disminución de los precios para los usuarios finales, la disminución de la carga fiscal de PEMEX, la generación de empleos y el crecimiento económico.
- e) Que la SENER establezca mecanismo de monitoreo y control respecto de los permisos emitidos en materia de actividades relacionadas con el sector de hidrocarburos, a fin de generar información confiable y oportuna.
- f) Es importante que los operadores de la política pública fortalezcan la estrategia programática-presupuestal, para que destinen un mayor monto al gasto de inversión y se dé seguimiento puntual a los proyectos de inversión que se desarrollen.
- g) Se requiere que PEMEX disponga de mecanismos de monitoreo y control para generar información que permita reportar las cifras de los bienes materiales y financieros con los que opera cada una de sus siete Empresas Productivas Subsidiarias.
- h) Es necesario que PEMEX establezca un diagnóstico de necesidades de inversión, que le permita reducir sus costos de producción y, en consecuencia, no depender de la importación de los hidrocarburos para mejorar el precio a los usuarios finales.
- i) Es importante que PEMEX mejore y amplíe su infraestructura de exploración, extracción, refinación y distribución, a fin de minimizar los riesgos operativos y financieros
- j) Es preciso que PEMEX establezca estrategias que le permitan madurar como empresa competitiva en el mercado nacional e internacional y mejorar su desempeño financiero.
- k) Es necesario que PEMEX realice un diagnóstico que sirva de insumo para la definición de la estrategia programática-presupuestal de mediano plazo.

- l) Que PEMEX considere que los flujos de inversión deben superar el valor de la depreciación de sus activos, dado que en el periodo evaluado se observa una tendencia negativa, debido a la reducción de sus ingresos derivado de la disminución de su nivel de producción y de las variaciones en los precios internacionales, el tipo de cambio, así como la contratación de deuda financiera.
- m) Se requieren de estrategias y mecanismos que permitan que el Estado no sea el único que asuma los riesgos financieros, pues aún existen debilidades respecto de la inversión en el sector, lo que implica que PEMEX sea quien invierta la mayor parte.
- n) Es necesario que PEMEX establezca medidas, de carácter urgente, para disminuir de manera radical el robo de combustibles en toda la cadena de valor de transformación, transporte, distribución y comercialización, a fin de que pueda obtener la totalidad de los recursos que debiera recibir por la venta de sus productos y se reduzcan los costos implícitos en la mitigación de daños colaterales, así como mejorar su situación financiera.
- o) Es importante que PEMEX en conjunto con la SENER en su carácter de cabeza de sector, establezca los términos para la estricta separación operativa y financiera de sus Empresas Productivas Subsidiarias, a fin de que estén en condiciones de operar de forma eficaz, eficiente, económica y transparente, y avance en su estabilidad financiera.
- p) Es importante que la SENER, elabore un diagnóstico que incluya los aspectos regulatorios, fiscales, ambientales y tecnológicos que permitan que la explotación de yacimientos no convencionales por medio fracking se realice minimizando el costo medioambiental.

Se debe destacar que, a fin de dar seguimiento a los temas de robo de combustibles y daños ambientales, la ASF ha programado la realización de auditorías de desempeño específicas en las que se profundice en el detalle de estas problemáticas.

En opinión de la ASF la consolidación de la Reforma Energética en materia de Hidrocarburos y de PEMEX como Empresa Productiva del Estado es un proceso de mediano y largo plazo que requiere de una revisión integral de los planes y las estrategias a seguir.

4.3 Hechos posteriores

Mediante oficio núm. 411/0079/19 del 15 de enero de 2019, la SENER informó que "el 15 de noviembre de 2018, en la Séptima Sesión Ordinaria del Consejo de Coordinación del Sector Energético se aprobó y emitió el Plan de emergencia para la Seguridad y la Continuidad en el Suministro de Gas Natural (Plan de emergencia), el cual fue publicado en la página electrónica de la SENER, que se anexa para pronta referencia, y que puede consultarse en el siguiente vínculo: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/415242/Plan_de_Emergencia.pdf"

Asimismo, aclaró que "el Plan de Emergencia establece un protocolo que permite la coordinación entre las diferentes autoridades, los gestores independientes de los sistemas integrados, los operadores independientes, las empresas productivas del Estado y otros participantes del mercado ante una situación operativa de riesgo, atendiendo la seguridad energética del país y la continuidad de suministro de gas natural".

"En ese sentido, conforme a lo establecido en el artículo 80, fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, el Plan de Emergencia es emitido por la SENER y considera las opiniones de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (Comisión Reguladora de Energía y Comisión Nacional de Hidrocarburos), así como de los gestores de los sistemas integrados de gas natural y electricidad (Centro Nacional de Control del Gas Natural y Centro Nacional de Control de Energía)".

Glosario

Concepto	Definición
Aguas profundas	Zonas costa fuera donde la profundidad del agua es mayor o igual a 500 metros, pero menor a 1,500 metros.
Almacenamiento	Depósito y resguardo de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos en depósitos e instalaciones confinados que pueden ubicarse en la superficie, el mar o el subsuelo.
Área Contractual	La superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de la celebración de Contratos para la Exploración y Extracción.
Área de asignación	La superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de una Asignación.
Asignación	El acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un Asignatario el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica.
Asignación petrolera	Es el acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría, otorga exclusivamente a Pemex el derecho para realizar actividades de exploración y explotación petrolera, en un área determinada y por una duración específica.
Asignatario	Petróleos Mexicanos o cualquier otra empresa productiva del Estado que sea titular de una Asignación y operador de un Área de Asignación.
Autotanque	Transporte utilizado y acondicionado para transportar productos petrolíferos o petroquímicos. Es el medio de transporte más flexible con que se cuenta, ya que su velocidad de respuesta a la presentación de requerimientos es la mayor, y prácticamente no requiere de infraestructura previa para su utilización. Por otra parte, es el de mayor costo unitario.

Concepto	Definición
Barril	Unidad de volumen para petróleo e hidrocarburos derivados; equivale a 42 gal. (US) o 158.987304 litros. Un metro cúbico equivale a 6.28981041 barriles.
Barril de petróleo crudo equivalente (bpce).	Es el volumen de gas (u otros energéticos) expresado en barriles de petróleo crudo a 60oF, y que equivalen a la misma cantidad de energía (equivalencia energética) obtenida del crudo. Este término es utilizado frecuentemente para comparar el gas natural en unidades de volumen de petróleo crudo para proveer una medida común para diferentes calidades energéticas de gas.
Barriles diarios (bd)	En producción, el número de barriles de hidrocarburos producidos en un periodo de 24 horas. Normalmente es una cifra promedio de un periodo de tiempo más grande. Se calcula dividiendo el número de barriles durante el año entre 365 o 366 días, según sea el caso.
Bioenergéticos	Combustible obtenido de la biomasa proveniente de materia orgánica de las actividades, agrícola, pecuaria, silvícola, acuicultura, algacultura, residuos de pesca, doméstica, comerciales, industriales, de microorganismos y enzimas, así como sus derivados, producidos por sus procesos tecnológicos sustentables.
Cadena Productiva	Conjunto de agentes económicos que participan directamente en la proveeduría, suministro, construcción y prestación de bienes y servicios para la industria de Hidrocarburos.
Campo	Área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas. Un campo sencillo puede tener reservas separadas a diferentes profundidades.
Carbón	Elemento sólido que existe en varias formas en la naturaleza, incluyendo diamantes, grafito, coque y carbón vegetal. La combinación de carbón con hidrógeno se conoce como hidrocarburo y pueden ser de grandes o pequeñas moléculas.
Combustible	Se le denomina así a cualquier sustancia usada para producir energía calorífica a través de una reacción química o nuclear. La energía se produce por la conversión de la masa combustible a calor.
Combustibles fósiles líquidos o gaseosos	Son los derivados del petróleo crudo y gas natural tales como petróleo diáfano, gasolinas, diésel, combustóleo, gasóleo, gas L.P., butano, propano, metano, isobutano, propileno, butileno o cualquiera de sus combinaciones.
Combustóleo	Es la fracción pesada del petróleo crudo después de someterse a destilación al alto vacío; se prepara por mezcla con otros residuales como residuo catalítico, residuo de reductora y residuo de H-oil (hidrodesintegradora de residuales); se utilizan diluyentes para ajustar las especificaciones requeridas; el combustóleo pesado

Concepto	Definición
	debe contener 4% en peso máximo de azufre y una viscosidad de 475 a 550 SSF (standard saybolt furol) a 50°C.
Comercializador	Aquel que contrate la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a solicitud del Fondo Mexicano del Petróleo, para que preste a la Nación el servicio de comercialización de Hidrocarburos que reciba el Estado como resultado de un Contrato.
Complejo	Término utilizado en la industria petrolera para referirse a la serie de campos o plantas que comparten instalaciones superficiales comunes.
Concesión	Cesión gubernamental mediante la cual se otorga a un particular derechos para la explotación o usufructo de una propiedad de la nación.
Condensados	Líquidos del Gas Natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados.
Contraprestación	Aquella que se establezca en cada Contrato a favor del Estado o del contratista.
Contratista	Petróleos Mexicanos, cualquier otra empresa productiva del Estado o Persona Moral, que suscriba con la Comisión Nacional de Hidrocarburos un Contrato para la Exploración y Extracción, ya sea de manera individual o en consorcio o asociación en participación, en términos de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.
Contrato para la Exploración y Extracción	Acto jurídico que suscribe el Estado Mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por el que se conviene la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en un Área Contractual y por una duración específica.
Diesel	Combustible líquido que se obtiene de la destilación atmosférica del petróleo crudo entre los 200 y 380 °C y posteriormente recibe un tratamiento en las plantas hidrodesulfuradoras. Es más pesado que el queroseno y se produce en todas las refinerías administradas por Pemex Refinación.
Distribución	Actividad logística relacionada con la repartición, incluyendo el traslado, de un determinado volumen de Gas Natural o Petrolíferos desde una ubicación determinada hacia uno o varios destinos previamente asignados, para su Expendio al Público o consumo final.
Ducto	Tuberías conectadas, generalmente enterradas o colocadas en el lecho marino, que se emplean para transportar petróleo crudo, gas natural, productos petrolíferos o petroquímicos utilizando como fuerza motriz elementos mecánicos, aire a presión, vacío o gravedad; exteriormente se protegen contra la corrosión con alquitrán de hulla, fibra de vidrio y felpa de asbesto, variando su espesor entre 2 y 48 pulgadas de diámetro según su uso y clase de terreno que atraviesen. Es el medio de

Concepto	Definición
	transporte que ofrece máxima economía de operación y máxima vida útil, pero es también el que requiere el máximo de inversión y presenta el mínimo de flexibilidad.
Ductos de Internación	Aquella infraestructura cuya capacidad esté destinada principalmente a conectar al país con infraestructura de Transporte o Almacenamiento de acceso abierto que se utilice para importar Gas Natural.
Estación de Servicio	Lugar donde se venden combustibles automotrices, productos elaborados por la industria de la refinación. Estas pueden ser propiedad de Petróleos Mexicanos o bien franquiciadas. De acuerdo al conjunto de servicios que ofrezcan se clasifican de, dos estrellas y tres estrellas.
Expendio al Público	La venta al menudeo directa al consumidor de Gas Natural o Petrolíferos, entre otros combustibles, en instalaciones con fin específico o multimodal, incluyendo estaciones de servicio, de compresión y de carburación, entre otras.
Exploración	Actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de Hidrocarburos en el Subsuelo, en un área definida.
Exploración petrolera	Conjunto de actividades de campo y de oficina cuyo objetivo principal es descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o extensiones de los existentes.
Extracción	Actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de Hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos de producción, la inyección y la estimulación de yacimientos, la recuperación mejorada, la Recolección, el acondicionamiento y separación de Hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos, dentro del Área Contractual o de Asignación, así como la construcción, localización, operación, uso, abandono y desmantelamiento de instalaciones para la producción.
Gas Licuado de Petróleo	Aquél que es obtenido de los procesos de refinación del Petróleo y de las plantas procesadoras de Gas Natural, y está compuesto principalmente de gas butano y propano.
Gas natural	Es una mezcla de hidrocarburos parafrínicos ligeros, con el metano como su principal constituyente con pequeñas cantidades de etano y propano; con proporciones variables de gases no orgánicos, nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. El gas natural puede encontrarse asociado con el petróleo crudo o encontrarse independientemente en pozos de gas no asociado o gas seco.
Hidrocarburos	Petróleo, Gas Natural, condensados, líquidos del Gas Natural e hidratos de metano.

Concepto	Definición
Hidrocarburos en el Subsuelo	Los recursos totales o cantidades totales de Hidrocarburos con potencial de ser extraídos que se estima existen originalmente en acumulaciones de ocurrencia natural, antes de iniciar su producción, así como aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún por descubrir.
Hidrocarburos líquidos totales	Es la suma de los volúmenes de petróleo y condensado, más los líquidos del gas natural obtenidos en planta.
Hidrocarburos totales	Es la suma de los volúmenes de crudo, condensados, líquidos del gas, y el equivalente líquido del gas seco calculado con base en el factor de equivalencia de su poder calorífico.
Ingresos Petroleros	Los recursos que reciba el Gobierno Federal por la suma de las transferencias desde el Fondo Mexicano del Petróleo que se incluyan en la Ley de Ingresos y el Presupuesto de Egresos para cubrir los conceptos señalados en el artículo 16, fracción II, incisos a) a g) de la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo y la recaudación por el impuesto sobre la renta que se genere por los contratos y asignaciones a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
Oleoducto	Ducto usado para el transporte de crudo.
Permisionario	Petróleos Mexicanos, cualquier otra empresa productiva del Estado o entidad paraestatal, o cualquier Particular que sea titular de un permiso para la realización de las actividades previstas en esta Ley.
Petróleo	Mezcla de carburos de hidrógeno que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son carburos de hidrógeno.
Petrolíferos	Productos que se obtienen de la refinación del Petróleo o del procesamiento del Gas Natural y que derivan directamente de Hidrocarburos, tales como gasolinas, diésel, querosenos, combustóleo y Gas Licuado de Petróleo, entre otros, distintos de los Petroquímicos.
Petroquímicos	Aquellos líquidos o gases que se obtienen del procesamiento del Gas Natural o de la refinación del Petróleo y su transformación, que se utilizan habitualmente como materia prima para la industria.
Plan Quinquenal	El documento indicativo en el que se establecen las Áreas Contractuales que se propone licitar durante un período de cinco años.
Poliducto	Ducto usado para el transporte de productos petrolíferos y petroquímicos.

Concepto	Definición
Pozo	Perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectores.
Pozo exploratorio	Perforación realizada en un área en donde al momento no existe producción de aceite y/o gas, pero que los estudios de exploración petrolera establecen probabilidad de contener hidrocarburos. La perforación exploratoria es una técnica directa que consiste en hacer un pozo a través de las diferentes estructuras del subsuelo, tomando datos y muestras del mismo en forma sistemática, de los cuales se puede derivar información precisa de las características de cada capa rocosa y de la posibilidad de encontrar acumulaciones explotables de hidrocarburos.
Procesamiento de Gas Natural	Separación del Gas Natural de otros gases o líquidos para su transformación o comercialización.
Recolección	Acopio de los Hidrocarburos de cada pozo del yacimiento una vez que han sido extraídos del subsuelo, mediante un sistema de líneas de descarga que van desde el cabezal de los pozos hasta las primeras baterías de separación o, en su caso, hasta los sistemas de transporte.
Reconocimiento previo	La exploración petrolera inicia con esta fase, la cual se basa en estudios generales que abarcan zonas muy amplias y cuyo objetivo es la identificación de áreas de interés para el desarrollo de la actividad petrolera, de acuerdo a la información obtenida en estudios previos y al apoyo cartográfico y de fotografía aérea (referido fundamentalmente al estudio de las características topográficas del área) para determinar las posibilidades de llevar a cabo una exploración intensiva.
Reconocimiento y Exploración Superficial	Todos aquellos estudios de evaluación que se valen únicamente de actividades sobre la superficie del terreno o del mar para considerar la posible existencia de Hidrocarburos en un área determinada; dentro de éstos se incluyen los trabajos para la adquisición, el procesamiento, reprocesamiento o interpretación de información.
Refinería	Centro de trabajo donde el petróleo crudo se transforma en sus derivados. Esta transformación se logra mediante los procesos de: destilación atmosférica, destilación al vacío, hidrodesulfuración, desintegración térmica, desintegración catalítica, aquilación y reformación catalítica entre otros.
Regalía	Contraprestación a favor del Estado Mexicano determinada en función del Valor Contractual del Gas Natural, del Valor Contractual de los Condensados o del Valor Contractual del Petróleo.

Concepto	Definición
Regulados	Las empresas productivas del Estado, las personas físicas y morales de los sectores público, social y privado que realicen actividades reguladas.
Reserva original	Es el volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. También se puede decir que es la fracción del recurso que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.
Reserva probable	Es la cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, en trampas perforadas y no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas adyacentes a yacimientos productores en donde se considera que existen probabilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico donde existan reservas probadas.
Reserva probada	Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que se puede producir económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables en el momento de la evaluación, tanto primarios como secundarios.
Reserva remanente	Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.
Reservas	El volumen de Hidrocarburos en el subsuelo, calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas, que se estima será producido técnica y económicamente, bajo el régimen fiscal aplicable, con cualquiera de los métodos y sistemas de Extracción aplicables a la fecha de evaluación.
Reservas posibles	Es la cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica en trampas no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas alejadas de las productoras, pero dentro de la misma provincia geológica productora, con posibilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico en donde existan reservas probadas
Tratamiento	Acondicionamiento del Petróleo que comprende todos los procesos industriales realizados fuera de un Área Contractual o de un Área de Asignación y anteriores a la refinación.
Yacimiento	Unidad del subsuelo constituida por roca permeable que contiene petróleo, gas y agua, las cuales conforman un solo sistema.
Zona de Salvaguarda	Área de reserva en la que el Estado prohíbe las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Nomenclatura

Nomenclatura	Significado
Volumen (líquidos)	
bd	Barriles por día
bpce	Barriles de petróleo crudo equivalente
Mbd	Miles de barriles diarios
MMb	Millones de barriles
MMbd	Millones de barriles diarios
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
m ³	Metros cúbicos
m ³ d	Metros cúbicos diarios
Mm ³	Miles de metros cúbicos
MMm ³	Millones de metros cúbicos
l	Litros
Gal	Galones
Volumen (gases)	
m ³ G	Metros cúbicos gaseosos
m ³ Gd	Metros cúbicos gaseosos diarios
Mm ³ G	Miles de metros cúbicos gaseosos
MMm ³ G	Millones de metros cúbicos gaseosos
pc	Pies cúbicos
pcd	Pies cúbicos diarios
Mpcd	Miles de pies cúbicos diarios
MMpcd	Millones de pies cúbicos diario
MMMpcd	Miles de millones de pies cúbicos diarios
Peso	
t	Toneladas
td	Toneladas diarias
Mt	Miles de toneladas
MMt	Millones de toneladas
Kg	Kilogramo
Mkg	Miles de kilogramos
MMkg	Millones de kilogramos
Lb	Libras
Monetaria	
\$	Pesos
M\$	Miles de pesos
MM\$/mdp	Millones de pesos
UD\$	Dólares
MUS\$	Miles de dólares
MMUS\$/Mdd	Millones de dólares
Energía	
J	Juoles
GJ	Gigajuoles

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en PEMEX, “Nomenclatura de unidades”, disponible en http://ebdi.pemex.com/bdi/docs/nomenclatura-4_en.pdf, consultado el 05 de julio de 2018.

Bibliografía

- Aguilera Gómez, Manuel, **El petróleo en México. Conflicto, esperanza y frustración**, MA Porrúa, 1ª Edición, México, 2015, p.150.
- Aguilera, Manuel, **Historia del petróleo en México: Los antecedentes de un conflicto**, FCE, México, 1999.
- Biebrich Torres, C. y Spíndola, Yañez, A., **Los instrumentos jurídicos de la política energética**, Cámara de Diputados-Instituto Mexicano de Estrategias, MA Porrúa, 1ª edición, México, 2008, p.516.
- De la Peña García, Marco, **Seminario Universitario de Gobernabilidad y Fiscalización, Pemex en el entorno de la Reforma Energética, su naturaleza, transición y evolución del Gobierno Corporativo**, Cuadernos de gobernabilidad y fiscalización, No. 2, Ciudad Universitaria, septiembre de 2015, p. 13-23.
- Lobato López, Ernesto, *El petróleo en la economía, en México, Cincuenta Años de Revolución*, FCE, 1ª edición resumida, México, 1963, p. 662.
- Meyer, L. y Morales, I., **Petróleo y nación: la política petrolera en México, 1900-1987**, FCE, México, p. 255.
- Ortega Lomelín, Roberto, **El petróleo en México. Una industria secuestrada**, Porrúa-UNAM, 2012, 1ª. Edición, México, 2012, p. 480.
- Santiago, Myrna, *Las reformas del petróleo mexicano y la ecología del petróleo: lecciones de historia*, en **El petróleo y sus impactos sobre el territorio**, Instituto de Investigaciones Dr. José María Luis Mora- CONACYT, 1ª edición, México, 2016, p.268.
- Silva Herzog, Jesús, **Historia de la Expropiación de la Empresas Federales**, IMEE, México, 4ª Edición, 1973, p.304.
- Urquidí y Troeller, **El petróleo, la OPEP y la perspectiva internacional**, FCE, México, 1997, p. 235.

Hemerografía

- Balderas Dórame, G. y Quintana Coronado, S., *La industria petrolera, su contexto histórico y situación actual*, en **Revista de Administración Pública**, Vol. XLIX, No. 3, México, septiembre-diciembre 2014 pp. 113-142.
- Breceda Lapeyre, Miguel, *La petrolización de la economía mexicana*, en **Momento Económico**, Número. 37, México, 1988.
- Gutiérrez Rodríguez, Roberto, *La reforma petrolera de México: ¿dos sexenios sin política energética?*, en **Argumentos (Méx.)** vol.21, no.58, México, septiembre-diciembre 2008, pp. 33-83.

Legislación

- **Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos**, publicada en el DOF el 05 de febrero de 1917, última reforma publicada el 15 de septiembre de 2017.
- **Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción**, que emite el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, de conformidad con los artículos 6, 13, fracción XXIX, 59, párrafo primero, 60, 62, fracción I, 70 y Transitorio Octavo, Apartado A, fracciones I y III, de la Ley de Petróleos Mexicanos., publicada en el DOF el 28 de abril de 2015.
- **Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial**, que emite el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, de conformidad con los artículos 6, 13, fracción XXIX, 59, párrafo primero, 60, 62, fracción I, 70 y Transitorio Octavo, Apartado A, fracción III, de la Ley de Petróleos Mexicanos, publicado en el DOF el 28 de abril de 2015.
- **Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Cogeneración y Servicios**, que emite el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, de conformidad con los artículos 6, 13, fracción XXIX, 59, párrafo primero, 60, 62, fracción I, 70 y Transitorio Octavo, Apartado A, fracción III, de la Ley de Petróleos Mexicanos, publicado en el DOF el 28 de abril de 2015.
- **Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Logística**, que emite el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, de conformidad con los artículos 6, 13, fracción XXIX, 59, párrafo primero, 60, 62, fracción I, 70 y Transitorio Octavo, Apartado A, fracción III, de la Ley de Petróleos Mexicanos, publicado en el DOF el 28 de abril de 2015.
- **Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Fertilizantes**, que emite el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, de conformidad con los artículos 6, 13, fracción XXIX, 59, párrafo primero, 60, 62, fracción I, 70 y Transitorio Octavo, Apartado A, fracción III, de la Ley de Petróleos Mexicanos, publicado en el DOF el 28 de abril de 2015.
- **Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Etileno**, que emite el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, de conformidad con los artículos 6, 13, fracción XXIX, 59, párrafo primero, 60, 62, fracción I, 70 y Transitorio Octavo, Apartado A, fracción III, de la Ley de Petróleos Mexicanos, publicado en el DOF el 28 de abril de 2015.
- **Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Perforación y Servicios**, que emite el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, de conformidad con los artículos 6, 13, fracción XXIX, 59, párrafo primero, 60, 62, fracción I, 70 y Transitorio Octavo, Apartado A, fracción III, de la Ley de Petróleos Mexicanos, publicado en el DOF el 28 de abril de 2015.
- **Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Gas Natural**, publicado en el DOF el 28 de agosto de 2014.

- **Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía**, publicado en el DOF el 20 de diciembre de 2013.
- **Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos**, publicado en el DOF el 31 de marzo de 2012.
- **Explicación ampliada de la Reforma Energética**, 20 de diciembre de 2013.
- **Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2013.**
- **Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2014.**
- **Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2015.**
- **Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2016.**
- **Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2017.**
- **Ley de Hidrocarburos**, publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014, última reforma publicada el 15 de noviembre de 2016.
- **Ley de Ingresos sobre los Hidrocarburos**, publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014, última reforma publicada el 06 de enero de 2017.
- **Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos**, publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014, sin reforma.
- **Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energía**, publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014, sin reforma.
- **Ley de Petróleos Mexicanos**, publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014, sin reforma.
- **Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo**, publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014, sin reforma.
- **Ley Orgánica de la Administración Pública Federal**, publicada en el DOF el 29 de diciembre de 1976, última reforma publicada el 15 de junio de 2018.
- **Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2017**, publicado en el DOF el 30 de noviembre de 2016.
- **Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2016**, publicado en el DOF el 27 de noviembre de 2015.

Documentos institucionales

- Consejo de Administración de PEMEX, **Acuerdo CA-128/2014 de la Sesión 882 Extraordinaria**, 18 de noviembre de 2014.
- **Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos**, publicado en el DOF el 05 de diciembre de 2017.
- **Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control de Gas Natural**, publicado en el DOF el 25 de julio de 2016.
- **Manual de Organización de Estructura Básica de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2017.**
- **Manual de Organización de la Secretaría de Energía**, publicado en el DOF el 06 de mayo de 2016.

- **Manual de Organización General de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público**, publicado en el DOF el 08 de marzo de 2013.
- **Manual de Organización General de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público**, publicado en el DOF el 11 de abril de 2017.
- **Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018**, publicado en el DOF el 20 de mayo de 2013.
- **Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019**, aprobado por el Consejo de Administración del CENAGAS el 22 de julio de 2015.
- **Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo 2013-2018**, publicado en el DOF el 16 de diciembre de 2013.
- **Programa Sectorial de Energía 2013-2018**, publicado en el DOF el 13 de diciembre de 2013.
- **Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales 2013-2018**, publicado en el DOF el 12 de diciembre de 2013.
- **Reglamento Interior de la Comisión Nacional de Hidrocarburos**, publicado en el DOF el 12 de junio de 2012.
- **Reglamento Interior de la Comisión Nacional de Hidrocarburos**, publicado en el DOF el 09 de mayo de 2017.
- **Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía**, publicado en el DOF el 22 de agosto de 2011.
- **Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía**, publicado en el DOF el 28 de noviembre de 2014.
- **Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía**, publicado en el DOF el 28 de abril de 2017.
- **Reglamento Interior de la Secretaría de Energía**, publicado en el DOF el 11 de octubre de 2012.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público, **Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2013**.
- **Reglamento Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público**, publicado en el DOF el 11 de septiembre de 1996, reforma publicada el 31 de octubre de 2014.
- _____, **Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2014**.
- _____, **Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2015**.
- _____, **Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2016**.
- _____, **Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2017**.

Recursos Electrónicos

- AAVOS International, **Glossary. Upstream midstream downstream (oil industry)**, disponible en: <https://aavos.eu/glossary/upstream-midstream-downstream-oil-industry/>, consultado el 12 de junio de 2018.
- Dirección General de Normas, **Catálogo de Normas Oficiales Mexicanas**, consultado en mayo de 2018, disponible en: <http://www.economia-noms.gob.mx/noms/inicio.do>
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, **Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuesto de Efecto Invernadero**, publicado el 18 de mayo de 2018, consultado el 21 de

junio de 2018, disponible en: <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-progra-mas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>

- PEMEX, **Nomenclatura de unidades**, consultado el 05 de julio de 2018, disponible en: http://ebdi.pemex.com/bdi/docs/no-menclatura-4_en.pdf
 - Sala de prensa de PEMEX, **Firman Pemex y Cenagas contrato de transferencia de los activos del Sistema Nacional de Gasoductos**, consultado en junio de 2018, disponible en: http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-099-nacional.aspx, última modificación 29/10/2015.
3. Secretaría de Energía, **Galerías**, disponible en: <https://www.gob.mx/sener/galerias/secretaria-de-energia?idiom=es>.

Anexos

Anexo I

ALINEACIÓN DE LOS INDICADORES DE LAS MIR DE LOS PROGRAMAS PRESUPUESTARIOS CON LOS COMPONENTES DE LA POLÍTICA PÚBLICA, 2017

Componente	Programa Presupuestario	Indicador
Conducción	P001 Conducción de la política energética	Aprovechamiento de los Fondos de Hidrocarburos y de Sustentabilidad Energética.
		Porcentaje de material publicado para la planeación integral indicativa del sector energético nacional.
	P003 Coordinación de la política energética de hidrocarburos	Producción de hidrocarburos-producción de gas.
		Producción de hidrocarburos-petróleo crudo.
		Índice de eficiencia en la planeación estratégica del sector hidrocarburos y la regulación correspondiente a SENER, de las actividades de exploración y extracción, asignación de contratos y transformación industrial de hidrocarburos.
		Índice de eficacia en las actividades de planeación y supervisión del subsector hidrocarburos.
	P001 Diseño de la Política de Ingresos	Ingresos tributarios.
		Crecimiento real de los ingresos tributarios no petroleros.
Regulación y Supervisión	G001 Promoción y regulación de Hidrocarburos	Porcentaje de regulaciones emitidas del sector hidrocarburos.
		Porcentaje de regulaciones elaboradas y propuestas al órgano de gobierno del sector hidrocarburos.
		Número de contratos suscritos derivados de los procesos licitatorios de hidrocarburos.
	G002 Administración técnica de los contratos y asignaciones	Informe de la administración técnica y la supervisión de las asignaciones y contratos para las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos.
	G002 Regulación y permisos de hidrocarburos	Incremento de capacidad de transferencia de carga en enlaces prioritarios de transmisión.
		Capacidad adicional de transporte de petrolíferos por ducto, miles de barriles por día.
		Volumen físico incremental de ductos de transporte de gas natural.
		Crecimiento de la longitud de la red de transporte por ducto de gas natural, gas LP, petróleo, petrolíferos y petroquímicos.
	G031 Regulación, gestión y supervisión del sector hidrocarburos	Intensidad de carbono.
		Índice de mejores prácticas del Sector Hidrocarburos.
	P001 Estudios de evaluación y verificación de hidrocarburos	Porcentaje de estimación de recursos prospectivos y reservas consolidadas.
		Producción de hidrocarburos-producción de gas.
		Producción de hidrocarburos-petróleo crudo.
		Porcentaje de actividades realizadas para la estimación de recursos prospectivos.
Operación ^{1/}	B001 Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	Porcentaje de la consolidación de las reservas cuantificadas
		Valor de la producción de los bienes y servicios ambientales.
		Superficie con programas de ordenamiento ecológico del territorio o programas de desarrollo urbano formulados que integran estrategias o criterios de mitigación o adaptación al cambio climático.
		Promedio ponderado de aplicación de los Instrumentos del programa por parte de las unidades responsables del sector y las autoridades de los tres órdenes de gobierno.
		Producción de hidrocarburos-producción de gas.
		Producción de hidrocarburos-petróleo crudo.
		Porcentaje de demanda de combustible satisfecha.
		Porcentaje de demanda nacional de gas licuado cubierta con producción nacional.
		Porcentaje de demanda nacional de principales petrolíferos cubierta con producción nacional.
		Porcentaje de participación de mercado de Pemex petroquímica.

Componente	Programa Presupuestario	Indicador
	E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	Porcentaje de demanda de gas seco cubierta con producción nacional.
		Volumen físico incremental de ductos de transporte de gas natural.
		Capacidad adicional de transporte de petrolíferos por ducto, miles de barriles por día.
		Cumplimiento de la demanda nacional de los principales combustibles.
		Porcentaje de volumen de gas natural transportado.
		Distribución de productos destilados.
		Cumplimiento del transporte en el sistema de gas natural.
	E011 Comercialización de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	Índice de ampliación de la red de distribución de gas natural.
		Cumplimiento de la demanda nacional de los principales combustibles.
		Solicitudes de trámites de estaciones de servicio atendidas en tiempo en Pemex refinación.
		Índice de satisfacción del cliente de Pemex petroquímica.
		Índice de satisfacción del cliente (gas natural).
		Índice de satisfacción del cliente (gas licuado).
	K002 Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos	Producción de hidrocarburos- petróleo crudo.
		Tasa de restitución de reservas incorporadas totales.
		Porcentaje de proyectos de infraestructura de hidrocarburos en disposición para operar un año después de concluidos que aseguren la oferta energética del país.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en las MIR de 2017 de los programas presupuestarios con los que se implementa la política pública.

1/ De los 13 programas presupuestarios que forman parte de la operación de la política pública están a cargo de Pemex como empresa productiva del Estado, y por su naturaleza jurídica no está obligada a reportar en MIR el cumplimiento de sus objetivos y metas, por lo que los datos de los indicadores pertenecen a la Ficha de Indicadores de Desempeño de 2015 y solo es de 4 programas presupuestarios, por lo que no fue posible identificar los indicadores de 9 de ellos.

Anexo II

EVOLUCIÓN DE LOS PROGRAMAS PRESUPUESTARIOS DE LA REFORMA ENERGETICA EN MATERIA DE HIDROCRABUROS, 2013-2017.

ENTE	2013 -2014	2015	2016	2017
PEMEX	B001 Producción de Petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	B001 Producción de Petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	B001 Producción de Petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	B001 Producción de Petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos
	E011 Comercialización de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	E011 Comercialización de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	E011 Comercialización de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	E011 Comercialización de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos
	K002 Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos	K002 Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos	K002 Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos	K002 Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos
	E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos
	E012 Actividades destinadas a la operación y mantenimiento de la infraestructura básica en ecología	E012 Actividades destinadas a la operación y mantenimiento de la infraestructura básica en ecología	E012 Actividades destinadas a la operación y mantenimiento de la infraestructura básica en ecología	E012 Actividades destinadas a la operación y mantenimiento de la infraestructura básica en ecología
	E015 Prestación de servicios corporativos técnico, administrativo y financiero a los organismos subsidiarios de PEMEX	E015 Prestación de servicios corporativos técnico, administrativo y financiero a los organismos subsidiarios de PEMEX	E015 Prestación de servicios corporativos técnico, administrativo y financiero a los organismos subsidiarios de PEMEX	E015 Prestación de servicios corporativos
	K027 Mantenimiento de infraestructura	K027 Mantenimiento de infraestructura	K027 Mantenimiento de infraestructura	K027 Mantenimiento de infraestructura
	K028 Estudios de preinversión	K028 Estudios de preinversión	K028 Estudios de preinversión	K028 Estudios de preinversión
	K029 Programa de adquisiciones	K029 Programa de adquisiciones	K029 Programa de adquisiciones	K029 Programa de adquisiciones
	K036 Conservación de infraestructura marítimo - portuaria	K036 Conservación de infraestructura marítimo - portuaria	K036 Conservación de infraestructura marítimo - portuaria	K036 Conservación de infraestructura marítimo - portuaria
	K043 Otros programas de inversión	K043 Otros programas de inversión		
	R005 Compra de acciones o inversiones diversas de PEMEX	R005 Compra de acciones o inversiones diversas de PEMEX	R005 Compra de acciones o inversiones diversas de PEMEX	R005 Compra de acciones o inversiones diversas de PEMEX
		K024 Otros proyectos de infraestructura gubernamental	K024 Otros proyectos de infraestructura gubernamental	

ENTE	2013 -2014	2015	2016	2017
			K030 Otros proyectos de infraestructura	K030 Otros proyectos de infraestructura
				E016 Servicios de perforación, terminación, reparación, así como actividades y servicios relacionados a pozos
SENER	B001 Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	B001 Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	B001 Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	B001 Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos
	E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos
	G001 Otorgamiento de permisos y verificación de instalaciones para almacenamiento y distribución de gas LP; aprobación de unidades de verificación y elaboración y actualización de normas oficiales mexicanas en esta materia	G001 Otorgamiento de permisos y verificación de instalaciones para almacenamiento y distribución de gas LP; aprobación de unidades de verificación y elaboración y actualización de normas oficiales mexicanas en esta materia		
	G002 Regulación y supervisión del otorgamiento de permisos y la administración de éstos, en materia de electricidad, gas natural y gas licuado de petróleo	G002 Regulación y supervisión del otorgamiento de permisos y la administración de éstos, en materia de electricidad, gas natural y gas licuado de petróleo	G001 Regulación y supervisión del otorgamiento de permisos y la administración de éstos, en materia de electricidad, gas natural y gas licuado de petróleo	G002 Regulación y permisos de Hidrocarburos
	G004 Regulación de la exploración y extracción de hidrocarburos y su recuperación	G004 Regulación de la exploración y extracción de hidrocarburos y su recuperación	G001 Regulación de la exploración y extracción de hidrocarburos y su recuperación	G001 Promoción y regulación de Hidrocarburos
	G006 Supervisión de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos y su recuperación	G002 Supervisión de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos	G002 Administración Técnica de Asignaciones y Contratos	G002 Administración Técnica de Asignaciones y Contratos
	P007 Realizar estudios de evaluación, cuantificación y verificación de las reservas de hidrocarburos	P007 Realizar estudios de evaluación, cuantificación y verificación de las reservas de hidrocarburos	P001 Realizar estudios de evaluación, cuantificación y verificación de las reservas de hidrocarburos	P001 Estudios de Evaluación y Verificación de Hidrocarburos

ENTE	2013 -2014	2015	2016	2017
	P001 Conducción de la política energética	P001 Conducción de la política energética	P001 Conducción de la política energética	P001 Conducción de la política energética
	P003 Coordinación de la implementación de la política energética y de las entidades del sector hidrocarburos	P003 Coordinación de la implementación de la política energética y de las entidades del sector hidrocarburos	P003 Coordinación de la política energética en hidrocarburos	P003 Coordinación de la política energética en hidrocarburos
ASEA	P002 Planeación, Dirección y Evaluación Ambiental	P002 Planeación, Dirección y Evaluación Ambiental	P002 Planeación, Dirección y Evaluación Ambiental	P002 Planeación, Dirección y Evaluación Ambiental
		G031 Regulación, Gestión y Supervisión del Sector Hidrocarburos	G031 Regulación, Gestión y Supervisión del Sector Hidrocarburos	G031 Regulación, Gestión y Supervisión del Sector Hidrocarburos
	R099 Cuotas, Apoyos y Aportaciones a Organismos Internacionales	R099 Cuotas, Apoyos y Aportaciones a Organismos Internacionales		
SHCP		P001 Diseño de la Política de Ingresos	P001 Diseño de la Política de Ingresos	P001 Diseño de la Política de Ingresos
CENAGAS		E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	E010 Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en las Cuentas Públicas 2013-2017.

	Programas presupuestales que se crearon en ese año.
	Programas presupuestales que se eliminaron.
	Programas presupuestales que en 2015 pasaron a la CNH.
	Programas presupuestales que en 2015 pasaron a la CRE.
	Programas presupuestales que en 2015 pasaron a la ASEA.
	Programa presupuestal que antes de la Reforma Energética pertenecía a la SEMARNAT.

Anexo III

MARCO JURÍDICO DE LA REFORMA ENERGÉTICA: HIDROCARBUROS

Componente	Responsable	Marco Normativo
Conducción	 LOAPF Art. 33 Frac. I, V	Establecer, conducir y coordinar la política energética del país Llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional.
	 LH Art. 18 Art. 29 Frac. I-VI Art. 42 Frac. I-III	Establecer el modelo de contratación correspondiente para cada área contractual que se licite o se adjudique, para lo cual podrá elegir, entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia. Respecto de los contratos de exploración y extracción, corresponde a la SENER: I. Seleccionar las Áreas Contractuales conforme a los criterios que la misma establezca, con la asistencia técnica de la CNH, PEMEX, cualquier empresa productiva o persona moral podrán poner a consideración de la SENER, áreas sobre las cuales exista interés para llevar a cabo la exploración y extracción de hidrocarburos; II. Aprobar y emitir el plan quinquenal de licitaciones de áreas contractuales, el cual deberá ser público. El plan podrá ser adicionado o modificado con posterioridad a su publicación; III. Establecer el modelo de contratación para cada área contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la Nación, con las opiniones de la SHCP y la CNH; IV. Diseñar los términos y condiciones técnicos de los contratos para la exploración y extracción; V. Establecer los lineamientos técnicos que deberán observarse en cada proceso de licitación de los contratos para la exploración y extracción; VI. Realizar la planeación y el desarrollo de los eventos de promoción y difusión, a nivel nacional e internacional, de las rondas de licitación. Corresponde a la SENER: I. Proponer al Ejecutivo Federal, con base en los dictámenes técnicos, el establecimiento de las zonas de salvaguarda; II. Instruir la unificación de campos o yacimientos de extracción con base en el dictamen que al efecto emita la CNH. Lo anterior para los yacimientos nacionales y, en términos de los tratados internacionales, para los transfronterizos, e III. Instruir, por sí misma o a propuesta de la CNH o de la Comisión Federal de Competencia Económica, en el ámbito de sus respectivas competencias, a las empresas productivas del Estado, sus subsidiarias y filiales que realicen las acciones necesarias para garantizar que sus actividades y operaciones no obstaculicen la competencia y el desarrollo eficiente de los mercados, así como la política pública en materia energética.
	 LH. Art. 30 Frac. I LIH Art. 37, inciso B	Respecto de los Contratos para la Exploración y Extracción, corresponde a la SHCP: I. Establecer las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de las licitaciones y de los contratos que permitan a la Nación, obtener, en el tiempo, ingresos que contribuyan a su desarrollo de largo plazo. Le corresponde a la secretaría: I. Determinar las bases y reglas sobre el registro de costos, gastos e inversiones del contrato, conforme a los lineamientos que emita; II. Determinar las bases y reglas sobre la procura de bienes y servicios para las actividades llevadas a cabo al amparo de cada contrato, conforme a los lineamientos que emita, mismos que deberán tener como objetivo minimizar los costos, gastos e inversiones, privilegiando para ello el uso de mecanismos que garanticen la mayor transparencia y competencia en los procesos de contratación.

Componente	Responsable	Marco Normativo	Componente
Conducción		LFMPED Art. 1 Art. 16 Frac. I-IV Art. 52 LIH Art. 37 Inciso A Frac. II, IV	El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo tendrá como fin recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos por exploración y extracción de petróleo e hidrocarburos sólidos, líquidos, o gaseosos, con excepción de los impuestos. Los recursos entregados al FMPED serán destinados a los siguiente: I. Realizar los pagos derivados de las asignaciones y los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, a más tardar a cinco días hábiles bancarios posteriores a que el Coordinador Ejecutivo lo autorice; II. Realizar transferencias ordinarias en el siguiente orden de prelación: a) Al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros; b) Al Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas; c) Al Fondo de Extracción de Hidrocarburos; d) Al Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos; e) Al Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Sustentabilidad Energética; f) A la Tesorería de la Federación, para cubrir los costos de fiscalización en materia petrolera de la Auditoría Superior de la Federación, g) A la Tesorería de la Federación, los recursos necesarios para que los ingresos petroleros del Gobierno Federal que se destinan a cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación se mantengan en el 4.7% del Producto Interno Bruto. Dichos recursos incluirán las transferencias a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos. III. Una vez realizados los pagos y transferencias a que se refieren las fracciones I y II anteriores, el fiduciario administrará los recursos remanentes en la reserva del Fondo para generar ahorro de largo plazo del Gobierno Federal, incluyendo inversión en activos financieros, IV. Los recursos correspondientes a la reserva del Fondo podrán ser transferidos de manera extraordinaria a la Tesorería de la Federación para cubrir erogaciones del Presupuesto de Egresos de la Federación, en los términos de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. Lo anterior, incluyendo las transferencias que se realicen de conformidad con los montos aprobados por la Cámara de Diputados para el uso de los recursos cuando la Reserva del Fondo sea mayor al 3% del Producto Interno Bruto. El FMPED podrá establecer los lineamientos técnicos necesarios para realizar las funciones que corresponden a los ingresos derivados de las asignaciones. Le corresponde al FMPED: II. Recibir el pago de las Regalías, Cuotas Contractuales para la Fase Exploratoria y demás Contraprestaciones a favor del Estado establecidas en los Contratos. IV. Realizar el cálculo y el pago de las Contraprestaciones que, en su caso y conforme a los Contratos, correspondan a los Contratistas.
Regulación y Supervisión		LOAPF Art. 33, Frac. I y XII	I. Supervisar el cumplimiento de la política energética con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente. XII. Regular y en su caso, expedir normas oficiales mexicanas sobre producción, comercialización, compraventa, condiciones de calidad, suministro de energía y demás aspectos que promuevan la modernización, eficiencia y desarrollo del sector, así como controlar y vigilar su debido cumplimiento.

Componente	Responsable		Marco Normativo
Regulación y Supervisión		LH Art. 80 Frac. I, VI	Corresponde a la Secretaría de Energía: Regular y supervisar, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a la Agencia, así como otorgar, modificar y revocar los permisos para las siguientes actividades: a) El tratamiento y refinación del petróleo; b) El procesamiento del Gas Natural, y c) La exportación e importación de Hidrocarburos y Petrolíferos en términos de la Ley de Comercio Exterior y con el apoyo de la Secretaría de Economía. Emitir los lineamientos de política pública en materia de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos a efecto de que la Comisión Reguladora de Energía los incorpore en la regulación de dichas actividades.
		Art. 85 Frac. I	La Secretaría sancionará en materia de exploración y extracción de hidrocarburos y del reconocimiento y explotación superficial: a) El incumplimiento de los términos y condiciones que se establezcan en las Asignaciones b) La cesión, enajenación, traspaso o gravamen total o parcial, de los derechos u obligaciones derivados de una Asignación en contravención de lo establecido con la LH c) La Exploración o Extracción de Hidrocarburos sin la Asignación o Contrato para la Exploración y Extracción vigente a que hace referencia la LH, y d) Las violaciones a la regulación, lineamientos y disposiciones administrativas, reglamentarias competencias de la SENER.
		Art. 86 Frac. I, III y IV	La Secretaría de Energía sancionará en términos de las demás actividades de la Industria de Hidrocarburos: a) El incumplimiento de los términos y condiciones que se establezcan en los permisos que haya otorgado; b) La suspensión de los servicios amparados por un permiso que haya otorgado sin la autorización correspondiente, salvo por causa de caso fortuito o fuerza mayor; c) La cesión, enajenación, traspaso o gravamen total o parcial, de los derechos u obligaciones derivados de un permiso que haya otorgado, sin la autorización correspondiente; d) La realización de actividades en el ámbito de su regulación sin permiso vigente, y e) Las demás violaciones de las demás actividades de la Industria de Hidrocarburos y a sus disposiciones reglamentarias, así como a la regulación, lineamientos y disposiciones administrativas competencia de la Secretaría de Energía Las Secretarías de Energía y de Economía o la Comisión Reguladora de Energía sancionarán, en el ámbito de sus competencias: a) La restricción de acceso a instalaciones y equipos relacionadas con actividades de la industria de Hidrocarburos, a los inspectores y verificadores; b) La falta de presentación de la información que se requiera a Permissionarios, y c) El incumplimiento o entorpecimiento de la obligación de informar o reportar, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables, cualquier situación relacionada con esta Ley o sus disposiciones reglamentarias La Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía sancionarán, en el ámbito de sus competencias, las violaciones graves o reiteradas a lo establecido en el Título Tercero de esta Ley, con amonestación, suspensión, remoción o inhabilitación del personal que preste sus servicios a un Permissionario.
		Art. 37, inciso B Frac. IV	Le corresponde a la Secretaría: IV. Verificar el correcto pago de Regalías, Cuotas Contractuales para la Fase Exploratoria y demás Contraprestaciones que, confirme al Contrato, correspondan al Estado y al Contratista.

Componente	Responsable	Marco Normativo
Regulación y Supervisión	 Art. 37, inciso B Frac. VII, XI.	VII. Notificar al Fondo Mexicano del Petróleo sobre las irregularidades que detecte en el pago de las Contraprestaciones, para que proceda conforme a los lineamientos del contrato. XI. Dar aviso al Fondo Mexicano del Petróleo y la Comisión Nacional de Hidrocarburos respecto de las irregularidades que detecte en la ejecución del Contrato a efecto de que se hagan valer los derechos que correspondan al Estado conforme al mismo, o se apliquen las penas o sanciones que se prevean en el Contrato.
	 LIH Art. 35 Art. 37 Frac. I, V, VIII	El Fondo Mexicano del Petróleo, la Secretaría y la Comisión Nacional de Hidrocarburos deberán coordinarse para el correcto ejercicio de sus respectivas funciones en la administración y supervisión de los Contratos. Corresponde al Fondo Mexicano del Petróleo: I. Recibir de los Contratistas la información y documentación relacionada con los costos, gastos e inversiones, así como con la deducción de dichas inversiones, requeridos para la ejecución del Contrato, y llevar un registro de dichos conceptos y, en su caso, de su reconocimiento; V. Solicitar a los Contratistas y a terceros la información que requiera para el correcto ejercicio de sus funciones, conforme a lo establecido en el Contrato; VIII. Dar aviso a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y a la Secretaría respecto de las irregularidades que detecte en el ejercicio de sus funciones a efecto de que se hagan valer los derechos que correspondan al Estado conforme al Contrato, o se apliquen las penas o sanciones que se prevean en el mismo.
	 LORCME Art. 38, frac. I LH Art. 43 Frac. I	La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá a su cargo: I. Regular y supervisar el reconocimiento y la exploración superficial, así como la exploración y la extracción de hidrocarburos, incluyendo su recolección desde los puntos de producción y hasta su integración al sistema de transporte y almacenamiento. II. I. Emitir la regulación y supervisar su cumplimiento por parte de los Asignatarios, Contratistas y Autorizados en las materias de su competencia y, específicamente, en las siguientes actividades: a) Reconocimiento y Exploración Superficial, incluyendo los criterios de confidencialidad y el derecho al aprovechamiento comercial de la información que se obtenga derivada de las mismas; b) El acopio, resguardo, uso, administración y actualización, así como, en su caso, la publicación de la información geológica, geofísica, petrofísica, petroquímica y, en general, la que se obtenga o se haya obtenido de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, así como de Exploración y Extracción, por medio del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos; c) Exploración y Extracción de Hidrocarburos, incluyendo la elaboración de los respectivos planes para el dictamen técnico que emite la CNH, así como el abandono y desmantelamiento; d) La Recolección de Hidrocarburos; e) La perforación de pozos; f) La cuantificación de Reservas y los Recursos Prospectivos y Contingentes; g) La certificación de Reservas de la Nación por parte de terceros independientes, así como el proceso de selección de los mismos; h) La medición de la producción de Hidrocarburos, considerando, al menos, la instalación y verificación de los sistemas de medición de acuerdo con estándares internacionales y que los mismos sean auditables por terceros con reconocida experiencia internacional; i) El aprovechamiento del Gas Natural asociado; j) Los estándares técnicos y operativos para maximizar el factor de recuperación de Hidrocarburos, y k) Requerimientos de información a los sujetos obligados, lineamientos de transferencia, recepción, uso y publicación de la información.

Componente	Responsable	Marco Normativo
Regulación y Supervisión	 LH Art. 85 Frac. II	La CNH sancionará: • El incumplimiento de los términos y condiciones que se establezcan en las autorizaciones para las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial que haya expedido; • El inicio de los trabajos de Reconocimiento y Exploración Superficial sin la autorización correspondiente; • La realización de perforaciones sin la autorización correspondiente en los términos de la regulación que al efecto emita la misma Comisión; • Realizar actividades de desarrollo y producción de Hidrocarburos sin el sistema de medición aprobado por la Comisión.
	 LH Art. 70 párrafo 4 LH Art. 86 Frac. II	La Comisión Reguladora de Energía expedirá la regulación a la que se sujetarán las instalaciones de Transporte y de Almacenamiento para que puedan ser consideradas como de usos propios. La CRE sancionará: - El incumplimiento de las disposiciones aplicables a la cantidad, calidad y medición de Hidrocarburos y Petrolíferos; - La realización de actividades de Transporte, Almacenamiento, Distribución o Expendio al Público de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos, cuya adquisición lícita no se compruebe al momento de una verificación; - El incumplimiento de los términos y condiciones que se establezcan en los permisos que haya otorgado - La realización de actividades en el ámbito de su regulación sin permiso vigente o autorización; - El incumplimiento de la regulación que establezca sobre precios o tarifas máximas.
	 LORCME Art. 41 Frac. I y II	Además de las atribuciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de la Industria Eléctrica y las demás leyes aplicables, la Comisión Reguladora de Energía deberá regular y promover el desarrollo eficiente de las siguientes actividades: I. Las de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, así como el expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos; II. El transporte por ductos, almacenamiento, distribución y expendio al público de bioenergéticos.
	 LANSI ART. 1	La Agencia tiene por objeto la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector de hidrocarburos a través de la regulación y supervisión de: I. La Seguridad Industrial y Seguridad Operativa; II. Las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones, y III. El control integral de los residuos y emisiones contaminantes.
	 Art. 5 Frac. III, IV, XIX, XX	La Agencia tendrá las siguientes atribuciones: III. Regular, supervisar y sancionar en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, en relación con las actividades del Sector, incluyendo las etapas de desmantelamiento y abandono de las instalaciones, así como de control integral de los residuos y las emisiones a la atmósfera; IV. Regular a través de lineamientos, directrices, criterios u otras disposiciones administrativas de carácter general necesarias en las materias de su competencia y, en su caso, normas oficiales mexicanas, previa opinión de la Secretaría, en materia de protección al medio ambiente y de la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, en materia de Seguridad Industrial y Seguridad Operativa;

Componente	Responsable	Marco Normativo
Regulación y Supervisión	 Art. 6 Frac. I y II 	VIII. Supervisar y vigilar el cumplimiento por parte de los Regulados de los ordenamientos legales, reglamentarios y demás normativa que resulten aplicables a las materias de su competencia. Para ello, podrá realizar y ordenar certificaciones, auditorías y verificaciones, así como llevar a cabo visitas de inspección y supervisión. XIX. Regular y supervisar, en relación con las materias de su competencia, las actividades de captura, exploración, extracción, transporte e inyección industrial de bióxido de carbono, que se realizan con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos; XX. Regular y supervisar la producción, transporte, almacenamiento y distribución industrial de biocombustibles, cuando estas actividades estén directamente vinculadas al proceso de mezclado o preparación de gasolinas y/o diésel, en relación con las materias de su competencia, en coordinación, en su caso, con otras autoridades competentes y atendiendo a las disposiciones normativas aplicables. La regulación que emita la Agencia será publicada en el DOF y deberá comprender, entre otros aspectos, los siguientes: I. En materia de Seguridad Industrial y Seguridad Operativa: a) La adopción y observancia obligatoria de estándares técnicos nacionales e internacionales; b) La prevención y contención de derrames y fugas de hidrocarburos en las instalaciones y actividades del Sector, así como los procesos de remediación de las afectaciones que en su caso resulten, en coordinación con las unidades administrativas de la SEMARNAT; c) El requerimiento de garantías o cualquier otro instrumento financiero necesario para que los Regulados cuenten con coberturas financieras contingentes frente a daños o perjuicios que se pudieran generar. Dicha regulación deberá contar con la opinión favorable de la SENER y la SHCP, y d) La integridad física y operativa de las instalaciones; el análisis de riesgo y los planes de atención de contingencias y emergencias, así como su cumplimiento. II. En materia de protección al medio ambiente: a) Las condiciones de protección ambiental de los suelos, flora y fauna silvestres a que se sujetarán las actividades de exploración, extracción, transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos para evitar o minimizar las alteraciones ambientales que generen esas actividades; b) La caracterización y clasificación de los residuos generados en las actividades del Sector y los criterios generales para la elaboración de los planes de manejo correspondientes, en los que se definan sus etapas, estructura de manejo, jerarquía y responsabilidad compartida de las partes involucradas; c) Las actividades de manejo integral de los residuos peligrosos y de manejo especial generados o provenientes de las actividades del Sector; d) Las condiciones de protección ambiental para el manejo de materiales peligrosos que se utilicen en las actividades del Sector. Para los efectos de este inciso, se considerarán materiales peligrosos los residuos peligrosos valorizados identificados como subproductos; e) Las condiciones ambientales para prevenir la contaminación por residuos generados por las actividades del Sector, cuya disposición final pueda provocar salinización e incrementos excesivos de carga orgánica en suelos y cuerpos de agua en los sitios en donde se realicen dichas actividades; f) El desempeño ambiental que deberá prevalecer en el manejo integral de residuos sólidos urbanos y de manejo especial generados por las actividades del Sector; g) Las previsiones a que deberá sujetarse la operación de fuentes fijas donde se desarrollen actividades del Sector que emitan contaminantes atmosféricos, en casos de Contingencias o Emergencias ambientales; h) Las especificaciones y los requisitos del control de emisiones de contaminantes procedentes de las fuentes fijas del Sector para cumplir los niveles máximos permisibles de emisiones por contaminante o por fuente contenidos en las normas oficiales mexicanas que expida la Secretaría.

Componente	Responsable	Marco Normativo
Regulación y Supervisión	 Art. 10 Art. 25 Frac. I, II, III y IV.	i) La información técnica específica de los organismos genéticamente modificados que se utilizarán en la bioremediación de sitios contaminados por hidrocarburos, y j) Las cantidades mínimas necesarias para considerar como adversos o dañosos el deterioro, la pérdida, el cambio, el menoscabo, la afectación, la modificación y la contaminación al ambiente y a los recursos naturales, que generen las actividades del Sector, para los efectos de la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental. k) En materia de seguridad de las personas, la Agencia y la Secretaría del Trabajo y Previsión Social establecerán mecanismos específicos de coordinación para el ejercicio de sus respectivas atribuciones de regulación y supervisión en el Sector. La Agencia podrá sancionar las conductas que se describen a continuación: I. La restricción de acceso a instalaciones relacionadas con actividades del Sector, a los inspectores y verificadores; II. El incumplimiento o entorpecimiento de la obligación de informar o reportar, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables, cualquier situación relacionada con esta Ley, sus disposiciones reglamentarias o las reglas de carácter general que emita la Agencia; III. Proporcionar información falsa, alterada o simular registros relacionados con las materias competencia de esta Ley, en contravención de las disposiciones jurídicas aplicables, y IV. Las violaciones a esta Ley, a la Ley de Hidrocarburos y a sus disposiciones reglamentarias, así como a la regulación, lineamientos y disposiciones administrativas, que sean competencia de la Agencia; La Agencia podrá suspender o revocar las licencias, autorizaciones, permisos y registros, conforme a los términos previstos en las mismas. Sin perjuicio de las sanciones económicas aplicables, la Agencia podrá sancionar las violaciones graves o reiteradas a lo establecido en esta Ley y en la Ley de Hidrocarburos, con amonestación, suspensión, remoción o inhabilitación del personal que preste sus servicios a un Asignatario o Contratista. Para la imposición de sanciones por infracciones en materia de protección al medio ambiente, la Agencia estará a lo dispuesto en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, la Ley General de Vida Silvestre, la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable y la Ley de Bioseguridad de Organismos Genéticamente Modificados.
Operación	 LPM Art. 5 Frac. I, II, III y VII Art. 6	Petróleos Mexicanos tiene por objeto llevar a cabo, en términos de la legislación aplicable, la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, así como su recolección, venta y comercialización. I. La refinación, transformación, transporte, almacenamiento, distribución, venta, exportación e importación de petróleo e hidrocarburos y los productos que se obtengan de su refinación o procesamiento y sus residuos, y la prestación de servicios relacionados con dichas actividades; II. El procesamiento de gas y las actividades industriales y comerciales de la petroquímica; III. El desarrollo y ejecución de proyectos de ingeniería, investigación, actividades geológicas, geofísicas, supervisión, prestación de servicios a terceros y todas aquellas relacionadas con la exploración, extracción y demás actividades que forman parte de su objeto, a precios de mercado; VII. La comercialización de productos de fabricación propia a través de redes de comercialización, así como la prestación de servicios vinculados a su consumo o utilización. Petróleos Mexicanos podrá realizar las actividades, operaciones o servicios necesarios para el cumplimiento de su objeto por sí mismo; con apoyo de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, o mediante la celebración de contratos, convenios, alianzas o asociaciones o cualquier acto jurídico, con personas físicas o morales de los sectores público, privado o social, nacional o internacional, todo ello en términos de lo señalado en esta Ley y las demás disposiciones jurídicas aplicables.

Componente	Responsable	Marco Normativo
Operación	 LH Art. 16 Art. 34 LH Art. 66	Para cumplir con su objeto, Petróleos Mexicanos podrá celebrar con el Gobierno Federal y con personas físicas o morales toda clase de actos, convenios, contratos, suscribir títulos de crédito y otorgar todo tipo de garantías, manteniendo el Estado Mexicano en exclusiva la propiedad sobre los hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo, con sujeción a las disposiciones legales aplicables. Petróleos Mexicanos estará facultado para realizar las operaciones relacionadas directa o indirectamente con su objeto. Dentro de los lineamientos para la licitación de Contratos para la Exploración y Extracción que determine la Secretaría de Energía, se podrá incluir una participación del Estado Mexicano, a través de Petróleos Mexicanos, de cualquier otra empresa productiva del Estado o de un vehículo financiero especializado del Estado Mexicano. La Comisión Nacional de Hidrocarburos podrá realizar o contratar, conforme a las disposiciones aplicables en materia de contrataciones públicas, a Petróleos Mexicanos, a cualquier otra empresa productiva del Estado, a otras entidades públicas, a instituciones académicas y a cualquier otra persona para llevar a cabo actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, a cambio de una contraprestación, que en todos los casos deberá estar referida a condiciones de mercado. El CENAGAS tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en el Sistema de Transporte por ducto y de Almacenamiento interconectados, para contribuir con la continuidad del suministro de dicho energético en territorio nacional. Tiene la potestad para instruir acciones necesarias a los Permisarios de Transporte por ducto y Almacenamiento vinculado a ducto para que tanto la operación diaria como la de mediano y largo plazo del sistema permissionado se realice en el estricto apego a las obligaciones de acceso abierto.
	 Decreto por el que se crea el CENAGAS, Art. Cuarto Frac. I -VII	I. Operar, gestionar y administrar el Sistema, en los términos establecidos en la Ley y en el presente Decreto II. Gestionar y administrar los ductos y plantas de almacenamiento vinculadas a Ductos de Inte. nación de Gas Natural que estén interconectados con el Sistema; III. Administrar y gestionar la capacidad disponible en los contratos de reserva de capacidad de transporte y almacenamiento de gas natural. IV. Prestar los servicios de Transporte y Almacenamiento en la infraestructura de la que sea titular como Permisario, de conformidad con lo que al efecto determine la Comisión; V. Operar y mantener, directamente o a través de las divisiones que constituya para dichos efectos, la infraestructura de Transporte y Almacenamiento de la que sea titular, de conformidad con el o los permisos que, en su caso, expida la Comisión; VI. Realizar o instruir a Permisarios que formen parte del Sistema, a realizar compras y ventas de Gas Natural, únicamente en casos de emergencia operativa, caso fortuito o fuerza mayor, o cuando ello resulte indispensable para mantener el balance y la operación del Sistema, de conformidad con los términos establecidos por la Comisión; VII. Fomentar el desarrollo del mercado secundario de capacidad del Sistema.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), Ley de Hidrocarburos (LH), Ley de Petróleos Mexicanos (LPM), Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energía (LORCME), Ley de la Agencia de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (LANSI), Ley de Ingresos sobre los Hidrocarburos (LIH) y Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (LFMPED).

Anexo IV

NORMAS OFICIALES MEXICANAS EN MATERIA DE HIDROCARBUROS

No.	Clave	Tipo	Nombre	Objetivo	Fecha
1	NOM-001-SECRE-2010	Definitiva	Especificaciones del gas natural	Establecer las especificaciones que debe cumplir el gas natural que se maneje en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, para preservar la seguridad de las personas, medio ambiente e instalaciones de los permisionarios y de los usuarios.	19 de marzo de 2010
2	NOM-002-SECRE-2010	Definitiva	Instalaciones de aprovechamiento de gas natural.	Establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplirse en el diseño, materiales, construcción, instalación, pruebas de hermeticidad, operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento de gas natural.	4 de febrero de 2011
3	NOM-002-SESH-2009 ^{1/}	Definitiva	Bodegas de distribución de Gas L.P. Diseño, construcción, operación y condiciones de seguridad.	Establecer las especificaciones técnicas de seguridad que como mínimo se deben cumplir en el diseño, construcción y operación de las bodegas de distribución de gas licuado de petróleo en el territorio nacional.	20 de mayo de 2009
4	NOM-003-SECRE-2011	Definitiva	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.	Establecer los requisitos mínimos que deben cumplirse en el diseño, construcción, pruebas, inspección, operación, mantenimiento y seguridad, de los sistemas de distribución de gas natural y de gas LP por ductos.	13 de mayo de 2013
5	NOM-003-SEDG-2004	Definitiva	Estaciones de gas L.P. para carburación. Diseño y construcción.	Establecer los requisitos técnicos mínimos de seguridad que se deben observar y cumplir en el diseño y construcción de estaciones de Gas L.P., para carburación con almacenamiento fijo, que se destinan exclusivamente a llenar recipientes con Gas L.P. de los vehículos que lo utilizan como combustible. Asimismo, se establece el procedimiento para la evaluación de la conformidad correspondiente. En las estaciones de carburación que utilicen los recipientes de almacenamiento de una planta de almacenamiento para distribución, aplicando a partir del punto de interconexión de la estación.	28 de abril de 2005
6	NOM-004-SEDG-2004	Definitiva	Instalaciones de aprovechamiento de Gas L.P. Diseño y construcción.	Establecer dentro de la República Mexicana las especificaciones técnicas mínimas de seguridad para el diseño, construcción y modificación de las instalaciones fijas y permanentes de aprovechamiento de Gas L.P., así como el procedimiento para la evaluación de la conformidad. En las estaciones que reciben Gas L.P. proveniente de una red de distribución, aplicando a partir del medidor del usuario.	2 de diciembre de 2004
7	NOM-007-SECRE-2010	Definitiva	Transporte de gas natural.	Establecer las especificaciones técnicas y los requisitos de seguridad que deben cumplir los sistemas de transporte de gas natural por medio de ductos.	8 de febrero de 2011

No.	Clave	Tipo	Nombre	Objetivo	Fecha
8	NOM-007-SESH-2010	Definitiva	Vehículos para el transporte y distribución de Gas L.P. Condiciones de seguridad, operación y mantenimiento.	Establecer las condiciones mínimas de seguridad, operación y mantenimiento que se deben cumplir en lo que refiere al uso de vehículos para el transporte y distribución de gas licuado de petróleo.	11 de julio de 2011
9	NOM-013-SECRE-2012	Definitiva	Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural	Establece los requisitos mínimos de seguridad relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de las terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL) que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.	30 de septiembre de 2009
10	NOM-014-SESH-2013	Definitiva	Conexión integral y conexión flexible que se utilizan en instalaciones de aprovechamiento de Gas L.P. o Gas Natural. Especificaciones y métodos de prueba.	Establece las especificaciones, los requisitos mínimos de seguridad y los métodos de prueba con que deben cumplir la conexión integral, la conexión integral flexible y la conexión flexible que se utilizan en las instalaciones de aprovechamiento de Gas L.P. o Gas Natural, así como la información que debe exhibirse en el producto y su embalaje.	16 de octubre de 2013
11	NOM-015-SECRE-2013	Definitiva	Diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de sistemas de almacenamiento de gas licuado de petróleo mediante planta de depósito o planta de suministro que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto de gas licuado de petróleo, o que forman parte integral de las terminales terrestres o marítimas de importación de dicho producto.	Establecer las características y/o especificaciones, criterios y procedimientos mínimos que se deberán observar en lo relativo al diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de los Sistemas de almacenamiento de gas licuado de petróleo (GLP) mediante planta de depósito o mediante planta de suministro que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto de GLP, o que forman parte integral de las terminales terrestres o marítimas de importación de dicho producto.	12 de diciembre de 2013
12	NOM-086-SEMARNAT-SENER.SCFI-2005	Definitiva	Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental.	Establece las especificaciones sobre protección ambiental que deben cumplir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se comercializan en el país.	30 de enero de 2016
13	PROY-NOM-002-SECRE-2014	Proyecto	Instalaciones de aprovechamiento de Gas Natural.	Establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplirse en el diseño, materiales, construcción, instalación, pruebas, operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de Aprovechamiento de gas natural. (CRE)	29 de septiembre de 2014
14	PROY-NOM-007-SECRE-2015	Proyecto	Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.	Establece las especificaciones técnicas y los requisitos mínimos sobre diseño, construcción, operación, mantenimiento y seguridad que deben cumplir los sistemas de transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos. (CRE)	6 de marzo de 2015
15	PROY-NOM-012-SECRE-2000	Proyecto	Transporte de Gas LP por ductor; diseño, construcción, operación y mantenimiento.	Establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de ductos destinados al transporte de Gas L.P. (SENER)	22 de octubre de 2001
16	PROY-NOM-018-SESH/SCFI-2012	Proyecto	Recuperación y aprovechamiento del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral.	Establecer los requisitos, especificaciones y procedimientos que se deben cumplir en las actividades de recuperación, aprovechamiento y medición del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral.	4 de junio de 2013

No.	Clave	Tipo	Nombre	Objetivo	Fecha
17	NOM-EM-005-CRE-2015	Emergencia	Especificaciones de calidad de los petrolíferos.	Establecer las especificaciones de calidad que deben cumplir los petrolíferos en cada etapa de la cadena de producción y suministro, en territorio nacional.	3 de octubre de 2015
18	NOM-EM-006-CRE-2015	Emergencia	Especificaciones de calidad de los petroquímicos.	Establecer las especificaciones de calidad que deben cumplir los petroquímicos que forman parte de la industria de hidrocarburos y que se comercialicen en territorio nacional.	28 de diciembre de 2015
19	NOM-016-CRE-2016	Definitiva	Especificaciones de calidad de los petrolíferos.	Establecer las especificaciones de calidad que deben cumplir los petrolíferos en cada etapa de la cadena de producción y suministro, en territorio nacional, incluyendo su importación.	29 de agosto de 2016
20	NOM-014-CRE-2016	Definitiva	Especificaciones de calidad de los petroquímicos.	Establecer las especificaciones de calidad que deben cumplir los petroquímicos en cada etapa de la cadena de producción y suministro, en territorio nacional.	27 de julio de 2016
21	NOM-115-SEMARNAT-2003	Definitiva	Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales.	Establece las especificaciones y medidas preventivas de protección al ambiente, que deben observar quienes realicen actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales.	27 de agosto de 2004
22	NOM-117-SEMARNAT-2006	Definitiva	Que establece las especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono, de sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso por ducto, que se realicen en derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.	Establecer las especificaciones de protección al ambiente durante las actividades de instalación, mantenimiento mayor y abandono, de los sistemas para la conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, a los que se refieren los artículos 3o. y 4o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, que se realicen en derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.	29 de octubre de 2009
23	NOM-129-SEMARNAT-2006	Definitiva	Redes de distribución de gas natural. Que establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios.	Establece las especificaciones de protección ambiental para las actividades involucradas en las etapas de preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono, de redes de distribución de gas natural, que se ubiquen en zonas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios. Es de observancia obligatoria para los distribuidores y las empresas que se dediquen a estas actividades.	17 de julio de 2007
24	NOM-137-SEMARNAT-2013	Definitiva	Contaminación atmosférica. Complejos procesadores de gas. Control de emisiones de compuestos de azufre.	Establece las especificaciones y los requisitos del control de emisiones de compuestos de azufre en los Complejos Procesadores de Gas, así como los métodos de prueba para verificar el cumplimiento de la misma.	20 de febrero de 2014
25	NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012	Definitiva	Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación.	Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación.	10 de septiembre de 2013

No.	Clave	Tipo	Nombre	Objetivo	Fecha
26	NOM-143-SEMARNAT-2003	Definitiva	Que establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos.	Establecer especificaciones en materia ambiental para el manejo e inyección en formaciones receptoras, del agua congénita que se asocia a hidrocarburos y los límites máximos permisibles de los parámetros para su descarga a cuerpos receptores.	3 de marzo de 2005
27	NOM-148-SEMARNAT-2006	Definitiva	Contaminación atmosférica. Recuperación de azufre proveniente de los procesos de refinación del petróleo.	Establece los requisitos para la recuperación de azufre proveniente de los procesos de refinación de petróleo con el fin de reducir las emisiones de compuestos de azufre a la atmósfera. Establece también el método de cálculo correspondiente.	28 de noviembre de 2017
28	NOM-149-SEMARNAT-2006	Definitiva	Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en las zonas marinas mexicanas.	Establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse durante las etapas de la perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en zonas marinas mexicanas, con objeto de prevenir y mitigar los impactos ambientales que puedan generar estas actividades.	31 de enero de 2007
29	PROY-NOM-088-ECOL-1994	Proyecto	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores provenientes de terminales de almacenamiento y distribución del petróleo y sus derivados.	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores provenientes de terminales de almacenamiento y distribución del petróleo y sus derivados.	20 de septiembre de 1994
30	PROY-NOM-124-ECOL-1999	Proyecto	Especificaciones de protección ambiental para el diseño, construcción, operación, seguridad y mantenimiento de los tipos de estaciones de servicio.	Establece las especificaciones de protección ambiental para el diseño, construcción, operación, seguridad y mantenimiento de las diferentes Estaciones de Servicio, destinadas a la venta directa al público y de autoconsumo de gasolinas y diésel y es de observancia obligatoria para los responsables de las mismas.	31 de mayo de 1999
31	NOM-005-ASEA-2016	Definitiva	Diseño, construcción, operación y mantenimiento de Estaciones de Servicio para almacenamiento y expendio de diésel y gasolinas.	El Objetivo de la presente Norma Oficial Mexicana es establecer las especificaciones, parámetros y requisitos técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa, y Protección Ambiental que se deben cumplir en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de Estaciones de Servicio para almacenamiento y expendio de diésel y gasolinas.	7 de noviembre de 2016
32	PROY-NOM-003-ASEA-2016	Proyecto	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.	Este Proyecto de Norma Oficial Mexicana establece los requisitos mínimos que deben cumplirse en el diseño, construcción, pruebas, inspección, operación, mantenimiento y seguridad, de los sistemas de distribución de gas natural y de gas LP por ductos.	18 de agosto de 2017
33	PROY-NOM-007-ASEA-2016	Proyecto	Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.	Este Proyecto de Norma Oficial Mexicana establece las especificaciones técnicas y los requisitos mínimos sobre diseño, construcción, operación, mantenimiento y seguridad que deben cumplir los sistemas de transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.	5 de marzo de 2018

No.	Clave	Tipo	Nombre	Objetivo	Fecha
34	PROY-NOM-010-ASEA-2016	Proyecto	Gas natural comprimido (gnc). requisitos mínimos de seguridad para terminales de carga y terminales de descarga de módulos de almacenamiento transportables y estaciones de suministro de vehículos automotores.	Este Proyecto de Norma Oficial Mexicana (NOM) establece los requisitos relativos al diseño, construcción, operación, seguridad y mantenimiento que deben cumplir las Terminales de carga y las Terminales de descarga de sistemas de almacenamiento transportables, así como las Estaciones de suministro de Gas Natural Comprimido (GNC) para vehículos automotores que lo utilicen como combustible.	8 de septiembre de 2016
35	PROY-NOM-018-ASEA-2016	Proyecto	Establece las especificaciones de protección ambiental durante la construcción, mantenimiento mayor y abandono de sistemas de transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso.	El objetivo de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana es establecer las especificaciones técnicas de protección al ambiente durante las actividades de construcción, mantenimiento mayor y abandono, de los sistemas para el Transporte y Distribución por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, que se realicen en derechos de vía existentes ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.	15 de septiembre de 2016
36	PROY-NOM-005-ASEA-2016	Proyecto	Diseño, construcción, operación y mantenimiento de estaciones de servicio de fin específico para expendio al público y de estaciones de servicio asociadas a la actividad de expendio en su modalidad de estación para autoconsumo, de diésel y gasolina.	El objetivo de esta Norma es establecer las especificaciones, parámetros y requisitos técnicos mínimos de seguridad industrial y operativa, y protección ambiental que se deben cumplir en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de Estaciones de Servicio de fin específico para expendio al público y de Estaciones de Servicio asociadas a la actividad de expendio en su modalidad de estación para autoconsumo, de diésel y gasolina.	25 de mayo de 2016
37	PROY-NOM-004-ASEA-2017	Proyecto	Sistemas de recuperación de vapores de gasolinas para el control de emisiones en estaciones de servicio para expendio al público de gasolinas-Métodos de prueba para determinar la eficiencia, mantenimiento y los parámetros para la operación.	Establecer los métodos de prueba para determinar la eficiencia, mantenimiento y los parámetros para la operación de los Sistemas de Recuperación de Vapores de Gasolinas, para el control de emisiones en Estaciones de Servicio para expendio al público de gasolinas.	12 de julio de 2017
38	PROY-NOM-006-ASEA-2017	Proyecto	Especificaciones y criterios técnicos de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente para el diseño, construcción, prearranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de instalaciones terrestres de almacenamiento de petrolíferos y petróleo, excepto para gas licuado de petróleo.	El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana establece las especificaciones, criterios técnicos y requisitos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, que se deben cumplir en el Diseño, Construcción, Pre-Arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre y Desmantelamiento de instalaciones terrestres de almacenamiento de Petrolíferos y Petróleo, excepto para Gas Licuado de Petróleo; así como las áreas de Recepción y Entrega dentro de la instalación, y para el almacenamiento dentro de la instalación de Aditivos, Componentes Oxigenantes y Biocombustibles, vinculados al proceso de mezclado o preparación de gasolinas.	2 de noviembre de 2017
39	PROY-NOM-009-ASEA-2017	Proyecto	Administración de la integridad de ductos de recolección, transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.	Este Proyecto de Norma tiene por objeto establecer los requisitos que se deben cumplir para la Administración de la integridad del Ducto, Segmento o sección de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, durante su ciclo de vida; con la finalidad de mantener la Seguridad Industrial, la Seguridad Operativa y la protección al medio ambiente.	31 de octubre de 2017

No.	Clave	Tipo	Nombre	Objetivo	Fecha
40	NOM-EM-001-ASEA-2015	Emergencia	Diseño, construcción, mantenimiento y Operación de estaciones de servicio de fin específico y de estaciones asociadas a la actividad de Expendio en su modalidad de Estación de Servicio para Autoconsumo, para diésel y gasolina.	El objetivo de esta Norma Oficial Mexicana de Emergencia es establecer las especificaciones, parámetros y requisitos técnicos mínimos de seguridad industrial y operativa, y protección ambiental que se deben cumplir en el diseño, construcción, mantenimiento y operación de estaciones de servicio de fin específico y asociadas a la actividad de Expendio en su modalidad de Estación de Servicio para Autoconsumo para gasolinas y diésel.	3 de diciembre de 2015
41	NOM-EM-002-ASEA-2016	Emergencia	Que establece los métodos de prueba y parámetros para la operación, mantenimiento y eficiencia de los sistemas de recuperación de vapores de gasolinas en estaciones de servicio para expendio al público de gasolinas, para el control de emisiones.	Establecer los métodos de prueba y parámetros para la operación, mantenimiento y eficiencia de los Sistemas de Recuperación de Vapores de Gasolinas en Estaciones de Servicio para expendio al público de gasolinas, para el control de emisiones.	14 de noviembre de 2016
42	NOM-EM-003-ASEA-2016	Emergencia	Especificaciones y criterios técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-Arranque, Operación y Mantenimiento de las instalaciones terrestres de Almacenamiento de Petrolíferos, excepto para Gas Licuado de Petróleo.	Establece las especificaciones, criterios técnicos y requisitos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, que se deben cumplir en el Diseño, Construcción, Pre-Arranque, Operación y Mantenimiento de instalaciones terrestres de Almacenamiento Recepción y Entrega de Petrolíferos Aditivos y Biocombustibles, excepto para Gas Licuado de Petróleo.	24 de noviembre de 2016
43	NOM-EM-004-ASEA-2017	Emergencia	Especificaciones y requisitos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el diseño, construcción, prearranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de estaciones de servicio con fin específico para el expendio al público de gas licuado de petróleo, por medio del llenado parcial o total de recipientes portátiles a presión.	Esta Norma Oficial Mexicana de Emergencia tiene como objetivo establecer las especificaciones y requisitos en Materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, que deben cumplir los Regulados en el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre y Desmantelamiento de Estaciones de Servicio con Fin Específico para el Expendio al Público de Gas Licuado de Petróleo, por medio del llenado parcial o total de Recipientes Portátiles a presión.	8 de agosto de 2017
44	NOM-EM-005-ASEA-2017 ^{4/}	Emergencia	Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, así como los elementos y procedimientos para la formulación de los Planes de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos.	Esta Norma Oficial Mexicana de Emergencia tiene por objetivo establecer los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo, el listado de los mismos, así como los elementos y procedimientos para la formulación de los Planes de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos.	31 de octubre de 2017

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información consultada en <http://www.economia-noms.gob.mx/noms/consultasAction.do> en mayo de 2018.

NORMAS OFICIALES MEXICANAS QUE REGULAN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS

Núm.	Norma Oficial Mexicana	Objetivo
1	NOM-006-SESH-2010 ^{1/} Talleres de equipos de carburación de Gas L.P. Diseño, construcción, operación y condiciones de seguridad.	Establecer los requisitos técnicos mínimos de diseño, construcción, operación, seguridad y capacitación que deben cumplir los talleres de equipos de carburación a Gas L.P., y sus técnicos mecánicos en materia automotriz.
2	NOM-008-SESH/SCFI-2010 ^{1/} Recipientes transportables para contener Gas L.P. Especificaciones de fabricación, materiales y métodos de prueba.	Establecer las especificaciones técnicas mínimas de diseño, de fabricación y de seguridad, así como los métodos de prueba que como mínimo, deben cumplir los recipientes transportables para contener gas licuado de petróleo, reabastecibles, con capacidad de almacenamiento nominal de hasta 45 kg, que se utilicen en los Estados Unidos Mexicanos para la distribución de dicho hidrocarburo.
3	NOM-009-SESH-2011 ^{1/} Recipientes para contener Gas L.P., tipo no transportable. Especificaciones y métodos de prueba.	Establecer las especificaciones mínimas de diseño y fabricación de los recipientes sujetos a presión para contener Gas L.P., tipo no transportable, no expuestos a calentamiento por medios artificiales, destinados a plantas de almacenamiento, plantas de distribución, estaciones de Gas L.P. para carburación, instalaciones de aprovechamiento, depósitos de combustible para motores de combustión interna y depósitos para el transporte o distribución de Gas L.P. en auto-tanques, remolques y semirremolques. Asimismo, se incluyen los métodos de prueba que como mínimo deben cumplir los recipientes no transportables materia de esta norma, así como el procedimiento de evaluación de la conformidad correspondiente.
4	NOM-010-SESH-2012 ^{1/} Aparatos domésticos para cocinar alimentos que utilizan Gas L.P. o Gas Natural. Especificaciones y métodos de prueba.	Establecer los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir los aparatos de uso doméstico que se empleen para cocinar alimentos y que utilicen Gas L.P. o Gas Natural, sus métodos de prueba y el procedimiento para la evaluación de la conformidad con la misma. Es aplicable a aparatos combinados que utilicen Gas L.P. o Gas Natural, con elementos eléctricos, para el cocinado de alimentos, quedan exentos los aparatos portátiles que utilicen recipientes desechables de combustible con acoplamiento directo.
5	NOM-011/1-SEDG-1999 ^{1/} Condiciones de seguridad de los recipientes portátiles para contener gas L.P. en uso.	Establece las condiciones mínimas de seguridad de los recipientes portátiles para contener Gas LP, con el fin de proporcionar el servicio en la distribución del Gas LP por medio de esos envases; asimismo, las especificaciones para el marcado que identifica al distribuidor propietario del recipiente y los procedimientos para la evaluación de la conformidad.
6	NOM-013-SEDG-2002 ^{1/} Evaluación de espesores mediante medición ultrasónica usando el método de pulso-eco, para la verificación de recipientes tipo no portátil para contener Gas LP en uso.	Establece los métodos para la medición por ultrasonido y para la evaluación de los espesores de la sección cilíndrica y casquetes de los recipientes de tipo no portátil destinados a contener Gas LP, en uso, así como el procedimiento de la evaluación de la conformidad correspondiente.
7	NOM-015-SESH-2013 ^{1/} Reguladores de baja presión para Gas L.P. Especificaciones y métodos de prueba.	Establece las especificaciones, requisitos mínimos de seguridad, así como los métodos de prueba que deben cumplir los reguladores cuya presión de servicio fluctúa entre 2.48 kPa (25.29 gf/cm ²) hasta 3.04 kPa (31 gf/cm ²) que se utilizan en instalaciones de aprovechamiento de Gas L.P., y la información que debe exhibirse en el producto y su embalaje. Asimismo, establece el procedimiento para la evaluación de la conformidad correspondiente.
8	NOM-026-SESH-2007 ^{1/} Lineamientos para los trabajos de prospección sísmológica petrolera y especificaciones de los niveles máximos de energía.	Establecer los requerimientos que se deben cumplir durante la planificación, el diseño, la ejecución y abandono del área de trabajo de un estudio de prospección sísmológica petrolera y definir las amplitudes máximas permisibles de vibración que garanticen el cumplimiento de los objetivos petroleros del estudio sin dañar la infraestructura existente en el área.
9	NOM-027-SESH-2010 ^{1/} Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.	Establecer los requisitos que se deben cumplir para la administración de la integridad de ductos en operación para la recolección y transporte de hidrocarburos y sus derivados, excluyendo a los sistemas de transporte de gas natural y gas licuado de petróleo por medio de ductos permitidos por la Comisión Reguladora de Energía.
10	NOM-094-SCFI-1994 ^{1/} Uso del gas natural licuado como combustible vehicular- Requisitos de seguridad para instalaciones vehiculares	Establece los requisitos de seguridad que deben cumplir el almacenamiento y los equipos necesarios para el uso del gas natural licuado, vehículos automotores, con aplicación en toda la República Mexicana.

Núm.	Norma Oficial Mexicana	Objetivo
11	NOM-001-SESH-2014 ^{2/} Plantas de distribución de Gas L.P. Diseño, construcción y condiciones seguras en su operación.	Establecer las especificaciones técnicas mínimas de seguridad que se deben cumplir en el ámbito nacional para el diseño, construcción y operación de las plantas de distribución de Gas L.P., en las cuales la temperatura mínima de operación no es inferior a 258.15 K (-15 °C), así como el procedimiento para la evaluación de la conformidad con esta NOM.
12	PROY-NOM-016-SESH-2013 ^{3/} Centros de intercambio de recipientes transportables para contener Gas L.P.- Diseño y condiciones de operación.	Establece los requisitos técnicos mínimos de diseño, construcción, operación, seguridad y capacitación que deben cumplir los Centros de intercambio de recipientes transportables para contener Gas L.P., así como el Procedimiento para la evaluación de la conformidad.
13	PROY-NOM-017-SESH-2013 ^{3/} Centros de destrucción de recipientes para contener Gas L.P.- Diseño, construcción y condiciones de operación.	Establece los requisitos técnicos mínimos de diseño, construcción y operación que deben cumplir los Centros de destrucción de recipientes transportables y no transportables para contener Gas L.P., así como el Procedimiento para la evaluación de la conformidad.
14	NOM-001-SECRE-2010 ^{1/} Especificaciones del gas natural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural y la NOM-EM-002-SECRE-2009, Calidad del gas natural durante el periodo de emergencia severa).	Establecer las especificaciones que debe cumplir el gas natural que se maneje en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, para preservar la seguridad de las personas, medio ambiente e instalaciones de los permisionarios y de los usuarios. Vigente desde el 18/05/2010 a la fecha
15	NOM-042-SEMARNAT-2003 ^{1/} Que establece los límites máximos permisibles de emisión de hidrocarburos totales o no metano, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y partículas provenientes del escape de los vehículos automotores nuevos cuyo peso bruto vehicular no exceda los 3,857 kilogramos, que usan gasolina gas licuado de petróleo, gas natural y diésel, así como de las emisiones de hidrocarburos evaporativos provenientes del sistema de combustible de dichos vehículos.	Establecer los límites máximos permisibles de emisión de hidrocarburos totales o no metano, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y partículas provenientes del escape de los vehículos automotores nuevos cuyo peso bruto vehicular no exceda los 3,857 kilogramos, que usan gasolina gas licuado de petróleo, gas natural y diésel, así como de las emisiones de hidrocarburos evaporativos provenientes del sistema de combustible de dichos vehículos. La presente Norma Oficial Mexicana aplica tanto a los vehículos nuevos fabricados en México, como a los fabricados en otros países que se importen definitivamente en el territorio nacional. Esta norma es de observancia obligatoria para los fabricantes e importadores de dicho vehículos.
16	NOM-047-SEMARNAT-1999 ^{1/} Que establece las características del equipo y el procedimiento de medición para la verificación de los límites de emisión de contaminantes, provenientes de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles alternos.	Establece las características del equipo y el procedimiento de medición, para la verificación de los límites máximos permisibles de emisión de contaminantes provenientes de los vehículos automotores en circulación equipados con motores que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles alternos, es de observancia obligatoria para los responsables de los Centros de Verificación o Unidades de Verificación Vehicular autorizados, proveedores de equipos de verificación, de insumos y laboratorios de calibración.
17	NOM-043-SEMARNAT-1993 ^{1/} Establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas sólidas provenientes de fuentes fijas.	Esta norma oficial mexicana establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas sólidas provenientes de fuentes fijas.
18	NOM-045-SEMARNAT-2006 ^{1/} Protección ambiental, vehículos en circulación que usan diesel como combustible.- límites máximos permisibles de opacidad, procedimiento de prueba y características técnicas del equipo de medición.	Establece los límites máximos permisibles de coeficiente de absorción de luz y el porcentaje de opacidad, provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan diesel como combustible, procedimiento de prueba y características técnicas del equipo de medición. Su cumplimiento es obligatorio para los propietarios o legales poseedores de los citados vehículos, unidades de verificación y autoridades competentes. Se excluyen de la aplicación de la presente Norma, la maquinaria equipada con motores a diesel empleada en las actividades agrícolas, de la construcción y de la minería.
19	NOM-048-SEMARNAT-1993 ^{1/} Establece los niveles máximos permisibles de emisión de hidrocarburos, monóxido de carbono y humo, provenientes del escape de las motocicletas en circulación que utilizan gasolina o mezcla gasolina-aceite como combustible.	Esta norma oficial mexicana establece los niveles máximos permisibles de emisión de hidrocarburos, monóxido de carbono y humo, provenientes del escape de las motocicletas en circulación que usan gasolina o mezcla de gasolina-aceite como combustible.

Núm.	Norma Oficial Mexicana	Objetivo
20	NOM-049-SEMARNAT-1993 ^{1/} Establece las características del equipo y el procedimiento de medición, para la verificación de los niveles de emisión de gases contaminantes, provenientes de las motocicletas en circulación que usan gasolina o mezcla de gasolina-aceite como combustible.	Esta norma oficial mexicana establece las características del equipo y el procedimiento de medición para la verificación de los niveles de emisión de gases contaminantes provenientes de motocicletas en circulación, que usan gasolina o mezcla gasolina aceite como combustible.
21	NOM-050-SEMARNAT-1993 ^{1/} Establece los niveles máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles alternos como combustible.	Esta norma oficial mexicana establece los niveles máximos permisibles de emisión de hidrocarburos, monóxido de carbono, bióxido de carbono, óxidos de nitrógeno y oxígeno provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles alternos como combustible.
22	NOM-052-SEMARNAT-2005 ^{1/} Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y listados de los residuos peligrosos.	Esta Norma Oficial Mexicana establece el procedimiento para identificar si un residuo es peligroso, el cual incluye los listados de los residuos peligrosos y las características que hacen que se consideren como tales.
23	NOM-054-SEMARNAT-1993 ^{1/} Establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos por la Norma Oficial Mexicana NOM-052-ECOL-1993.	Esta norma oficial mexicana establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más de los residuos considerados como peligrosos por la norma oficial mexicana NOM-CRP-001-ECOL/1993.
24	NOM-055-SEMARNAT-2003 ^{1/} Que establece los requisitos que deben reunir los sitios que se destinarán para un confinamiento controlado de residuos peligrosos previamente estabilizados.	Esta Norma Oficial Mexicana establece los requisitos que deben reunir los sitios que se destinarán para un confinamiento controlado de residuos peligrosos (excepto los líquidos, los semisólidos, los bifenilos policlorados y los radioactivos) previamente estabilizados, de acuerdo a las características geológicas, hidrogeológicas, hidrológicas, climatológicas y sísmicas.
25	NOM-076-SEMARNAT-2012 ^{1/} Establece los niveles máximos permisibles de emisión de hidrocarburos no quemados, monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno provenientes del escape, así como de hidrocarburos evaporativos provenientes del sistema de combustible, que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural y otros combustibles alternos y que se utilizarán para la propulsión de vehículos automotores con peso bruto vehicular mayor de 3,857 kilogramos nuevos en planta.	El objetivo de la presente Norma Oficial Mexicana es establecer los límites máximos permisibles de emisiones de hidrocarburos (HC), hidrocarburos no metano (HCNM), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx) e hidrocarburos no metano más óxidos de nitrógeno (HCNM+NOx), provenientes del escape de motores nuevos que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural y otros combustibles alternos que se utilizarán para la propulsión de vehículos automotores, así como unidades nuevas equipadas con este tipo de motores, con peso bruto vehicular mayor a 3,857 kilogramos, y de las emisiones de hidrocarburos evaporativos provenientes del sistema de combustible de dichos vehículos.
26	NOM-116-SEMARNAT-2005 ^{1/} Que establece las especificaciones de protección ambiental para prospecciones sismológicas terrestres que se realicen en zonas agrícolas, ganaderas y eriales	El objetivo de esta norma es establecer las especificaciones de protección al ambiental que deben observarse para las prospecciones sismológicas terrestres, que se realicen en zonas agrícolas, ganaderas, y es de observancia obligatoria para los responsables de dichas actividades.
27	NOM-077-SEMARNAT-1995 ^{1/} Que establece el procedimiento de medición para la verificación de los niveles de emisión de la opacidad del humo proveniente del escape de los vehículos automotores en circulación que usan diesel como combustible.	Esta Norma Oficial Mexicana establece el procedimiento de verificación de los niveles de opacidad de humo proveniente de los vehículos automotores en circulación que usan diesel como combustible, y es de observancia obligatoria para las autoridades federales, estatales y municipales, que tengan a su cargo el establecimiento y operación de centros de verificación vehicular o, en su caso, para los particulares que cuenten con la autorización correspondiente.

Núm.	Norma Oficial Mexicana	Objetivo
28	NOM-085-SEMARNAT-2011 ^{1/} Contaminación atmosférica-niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición.	Establecer los niveles máximos permisibles de emisión de humo, partículas, monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO ₂) y óxidos de nitrógeno (NOx) de los equipos de combustión de calentamiento indirecto que utilizan combustibles convencionales o sus mezclas, con el fin de proteger la calidad del aire.
29	NOM-086-SEMAR-SENER-SCFI-2005 ^{1/} Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental.	Establece las especificaciones sobre protección ambiental que deben cumplir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se comercializan en el país.
30	NOM-098-SEMARNAT-2002 ^{1/} Protección ambiental-incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes.	Esta norma oficial mexicana establece las especificaciones de operación, así como los límites máximos permisibles de emisión de contaminantes a la atmosfera para las instalaciones de incineración de residuos.
31	NOM-145-SEMARNAT-2003 ^{1/} Confinamiento de residuos en cavidades construidas por disolución en domos salinos geológicamente estables.	El objetivo de esta norma es establecer las especificaciones técnicas para la protección al medio ambiente durante la selección del sitio, la construcción, operación y cierre de confinamiento de residuos en cavidades construidas por disolución en domos salinos geológicamente estables y en cavidades preexistentes en domos salinos.
32	NOM-163-SEMARNAT-ENER-SCFI-2013 ^{1/} Emisiones de bióxido de carbono (CO ₂) provenientes del escape y su equivalencia en términos de rendimiento de combustible, aplicable a vehículos automotores nuevos de peso bruto vehicular de hasta 3 857 kilogramos.	Establece los parámetros y la metodología para el cálculo de los promedios corporativos meta y observado de las emisiones de bióxido de carbono expresados en gramos de bióxido de carbono por kilómetro (g CO ₂ /km) y su equivalencia en términos de rendimiento de combustible, expresado en kilómetros por litro (km/l), con base en los vehículos automotores ligeros nuevos, con peso bruto vehicular que no exceda los 3 857 kilogramos, que utilizan gasolina o diesel como combustible cuyo año modelo sea 2014 y hasta 2016 y que se comercialicen en México.
33	NOM-041-SEMARNAT-2015 ^{2/} Que establece los límites máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina como combustible.	Esta Norma Oficial Mexicana establece los límites máximos permisibles de emisión de hidrocarburos, monóxido de carbono, oxígeno y óxido de nitrógeno; así como el nivel mínimo y máximo de la suma de monóxido y bióxido de carbono y el Factor Lambda. Es de observancia obligatoria para el propietario, o legal poseedor de los vehículos automotores que circulan en el país o sean importados definitivamente al mismo, que usan gasolina como combustible, así como para los responsables de los Centros de Verificación, y en su caso Unidades de Verificación Vehicular, a excepción de vehículos con peso bruto vehicular menor de 400 kg (kilogramos), motocicletas, tractores agrícolas, maquinaria dedicada a las industrias de la construcción y de la minería.
34	NOM-044-SEMARNAT-2017 ^{2/} Que establece los límites máximos permisibles de emisión de monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, hidrocarburos no metano, hidrocarburos no metano más óxidos de nitrógeno, partículas y amoníaco, provenientes del escape de motores nuevos que utilizan.	Esta Norma Oficial Mexicana establece los límites máximos permisibles de emisiones de monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno (NOx), hidrocarburos no metano (HCNM), hidrocarburos no metano más óxidos de nitrógeno (HCNM + NOx), partículas (Part), e incluso de amoníaco (NH ₃), conforme a lo especificado en las Tablas 1, 2, 3 y 4 de la presente norma oficial mexicana; todos ellos, contaminantes provenientes del escape de motores nuevos que utilizan diésel como combustible y que se utilizarán para la propulsión de vehículos automotores con peso bruto vehicular mayor a 3,857 kilogramos, así como del escape de vehículos automotores nuevos con peso bruto vehicular mayor a 3,857 kilogramos equipados con este tipo de motores.

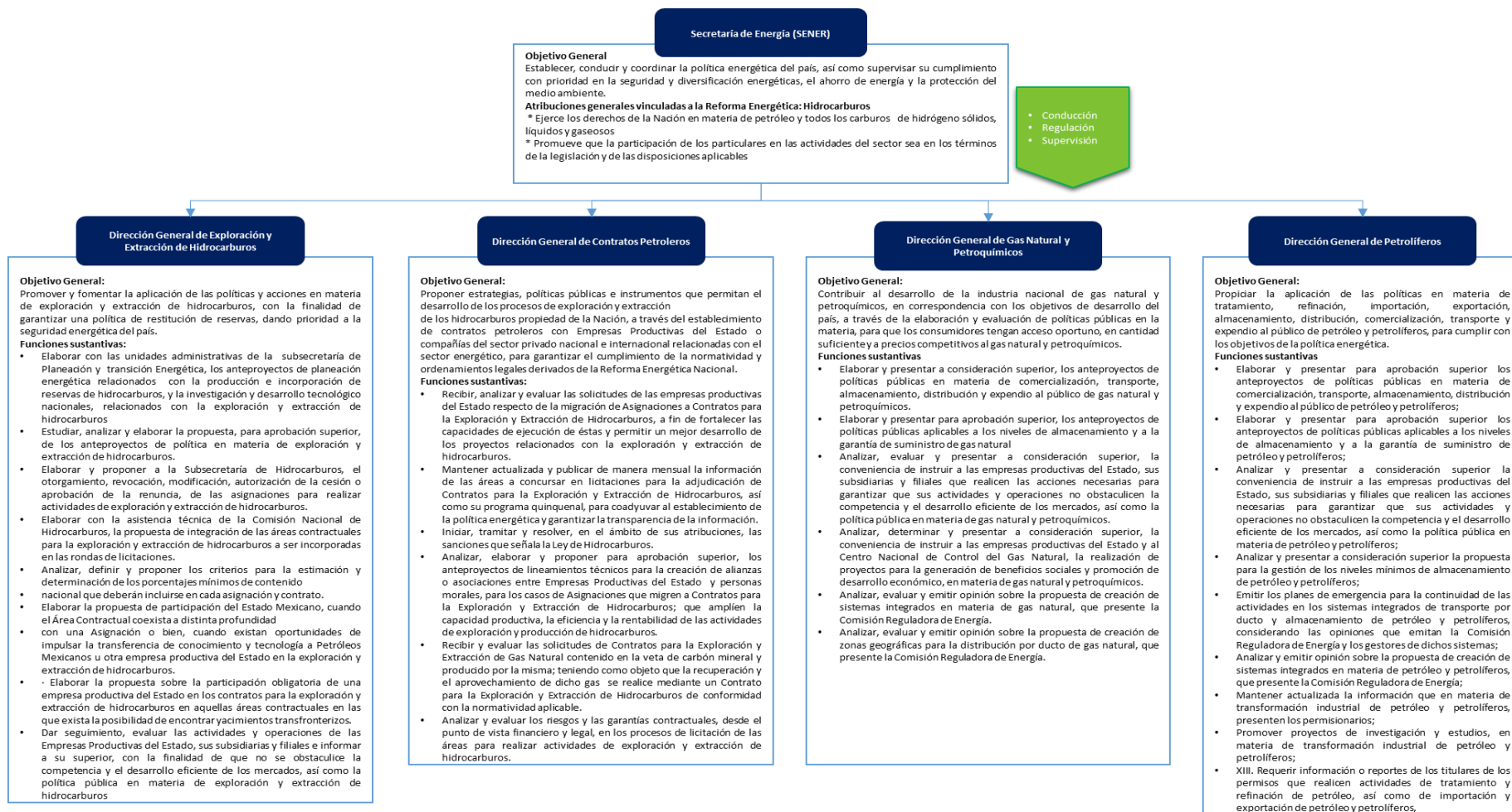
Núm.	Norma Oficial Mexicana	Objetivo
35	NOM-045-SEMARNAT-2017 ^{2/} Protección ambiental. Vehículos en circulación que usan diésel como combustible. Límites máximos permisibles de opacidad, procedimiento de prueba y características técnicas del equipo de medición.	La presente Norma Oficial Mexicana establece: Los límites máximos permisibles de emisión expresados en coeficiente de absorción de luz o por ciento de opacidad, proveniente de las emisiones del escape de los vehículos automotores en circulación que usan diésel como combustible, método de prueba y características técnicas del instrumento de medición. Su cumplimiento es obligatorio para los propietarios o legales poseedores de: - los citados vehículos - Centros de Verificación Vehicular - Unidades de Verificación y autoridades competentes. Se excluyen de la aplicación de la presente Norma Oficial Mexicana: - la maquinaria equipada con motores a diésel empleada en las actividades agrícolas - de la construcción - de la minería
36	NOM-047-SEMARNAT-2014 ^{2/} Que establece las características del equipo y el procedimiento de medición para la verificación de los límites de emisión de contaminantes, provenientes de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural.	La presente Norma Oficial Mexicana establece las características del equipo y el procedimiento de medición, para la verificación de los límites máximos permisibles de emisión de contaminantes provenientes de los vehículos automotores en circulación equipados con motores que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles alternos, es de observancia obligatoria para los responsables de los Centros de Verificación o Unidades de Verificación Vehicular autorizados, proveedores de equipos de verificación, de insumos y laboratorios de calibración.
37	NOM-167-SEMARNAT-2017 ^{2/} Que establece los límites máximos permisibles de emisión de contaminantes para los vehículos automotores que circulan en las entidades federativas Ciudad de México, Hidalgo, Estado de México, Morelos, Puebla y Tlaxcala; los métodos de prueba para la evaluación de dichos límites y las especificaciones de tecnologías de información y hologramas.	1.1.1 Establecer los Límites Máximos Permisibles de emisión de contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural, diésel o cualquier otro combustible alternativo que circulen en la Ciudad de México, Hidalgo, Estado de México, Morelos, Puebla y Tlaxcala; 1.1.2 Establecer los requisitos mínimos en materia de tecnologías de la información para los Centros de Verificación Vehicular, Unidades de Verificación, gobierno federal a través de las Secretarías de Medio Ambiente y Recursos Naturales y de Comunicaciones y Transportes, y gobiernos de las entidades federativas Ciudad de México, Hidalgo, Estado de México, Morelos, Puebla y Tlaxcala, en el ámbito de sus respectivas atribuciones; 1.1.3 Establecer los requisitos mínimos sobre la autenticidad y rastreabilidad de las Constancias de Verificación Vehicular que se emitan en los Centros de Verificación o Unidades de Verificación Vehicular que apliquen la presente Norma Oficial Mexicana. 1.1.4 Establecer el método de prueba a través del Sistema de Diagnóstico a Bordo, especificaciones y procedimiento. 1.1.5 Establecer los Límites Máximos Permisibles de emisión de contaminantes para la detección de un vehículo automotor ostensiblemente contaminante en vialidad para vehículos automotores que utilizan gasolina o diésel.
38	PROY-NOM-167-SEMARNAT-2016 ^{3/} Que establece los límites máximos permisibles de emisión de contaminantes para los vehículos automotores que circulan en las entidades federativas ciudad de México, hidalgo, estado de México, Morelos, puebla y Tlaxcala.	La presente Norma Oficial Mexicana tiene los siguientes objetivos: 1.1.1. Establecer los Límites Máximos Permisibles de emisión de contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural, diésel o cualquier otro combustible alternativo que circulen en la Ciudad de México, Hidalgo, Estado de México, Morelos, Puebla y Tlaxcala; 1.1.2. Establecer los requisitos mínimos en materia de tecnologías de la información para los Centros de Verificación, Unidades de Verificación Vehicular, y el gobierno federal a través de las Secretarías de Medio Ambiente y Recursos Naturales y de Comunicaciones y Transportes, y a los gobiernos de las entidades federativas Ciudad de México, Hidalgo, Estado de México, Morelos, Puebla y Tlaxcala, en el ámbito de sus respectivas atribuciones; 1.1.3. Establecer los requisitos mínimos sobre la autenticidad y rastreabilidad de las Constancias de Verificación Vehicular que se emitan en los Centros de Verificación o Unidad de Verificación Vehicular que apliquen la presente Norma Oficial Mexicana.

Núm.	Norma Oficial Mexicana	Objetivo
39	NOM-EM-167-SEMARNAT-2016 ^{4/} Que establece los niveles de emisión de contaminantes para los vehículo automotores que circulan en la ciudad de México, hidalgo, estado de México, Morelos, puebla y Tlaxcala; los métodos de prueba prorroga de vigencia por 6 meses a partir del 01/01/2017.	La presente Norma Oficial Mexicana de Emergencia tiene los siguientes objetivos: 1.1.1. Establecer los niveles de emisión para todos los vehículos automotores que circulen en la Ciudad de México, Hidalgo, Estado de México, Morelos, Puebla y Tlaxcala, incluyendo aquellos que presten cualquier tipo de servicio público, federal o local, así como cualquier tipo de servicio privado regulado por las leyes federales o locales en materia de autotransporte, conforme a lo siguiente: 1.1.1.1 Límites máximos permisibles de emisión provenientes de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles alternos; 1.1.1.2 Límites máximos permisibles de emisión provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan diesel como combustible; 1.1.1.3 Límites máximos permisibles de emisión de hidrocarburos, monóxido de carbono, oxígeno y óxidos de nitrógeno, los niveles mínimo y máximo de la suma de monóxido y bióxido de carbono y el Factor Lambda, así como los límites relacionados al coeficiente de absorción de luz, partículas y al porcentaje de opacidad provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina y diesel, respectivamente; 1.1.2 Establecer los métodos de prueba para la certificación de las emisiones provenientes de los vehículos automotores que circulan en la Ciudad de México, Hidalgo, Estado de México, Morelos, Puebla y Tlaxcala. 1.1.3 Establecer las especificaciones de los equipos de medición que se utilicen para la aplicación de los métodos de prueba previstos en esta Norma Oficial Mexicana de Emergencia. 1.1.4 Establecer las características del equipo y el procedimiento de medición de emisiones objeto de la presente Norma Oficial Mexicana de Emergencia a través de métodos de detección remota.
40	PROY-NOM-168-SEMARNAT-ASEA-2016 ^{3/} Niveles máximos permisibles de emisión provenientes de turbinas de gas, a ciclo abierto o ciclo combinado, aeroderivadas y su medición.	Establecer los niveles máximos permisibles de emisión de óxidos de nitrógeno, bióxido de azufre y partículas totales procedentes de la operación de turbinas de gas estacionarias, en cualquiera de sus arreglos a ciclo abierto, ciclo combinado o cogeneración, que utilizan combustibles gaseosos o líquidos.
41	NOM-005-SESH-2010 Equipos de carburación de Gas L.P. en motores de combustión interna. Instalación y mantenimiento	Establecer los requisitos mínimos de seguridad, especificaciones y métodos de prueba que deben cumplir los reguladores y/o reguladores-vaporizadores utilizados en los equipos de carburación que utilizan Gas L.P. En esta Norma se contemplan los requisitos técnicos de seguridad de los equipos de carburación instalados en vehículos automotores de combustión interna y motores estacionarios de combustión interna. Asimismo, quedan comprendidos los sistemas automotrices a Gas L.P. en fase vapor operados con vaporizador, ya sea con mezclador o inyectores, así como también sistemas en fase líquida operados con bomba e inyectores. De igual forma se establece el procedimiento para la evaluación de la conformidad.
42	NOM-013-SECRE-2012 Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural	Establece los requisitos mínimos de seguridad relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de las terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL) que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

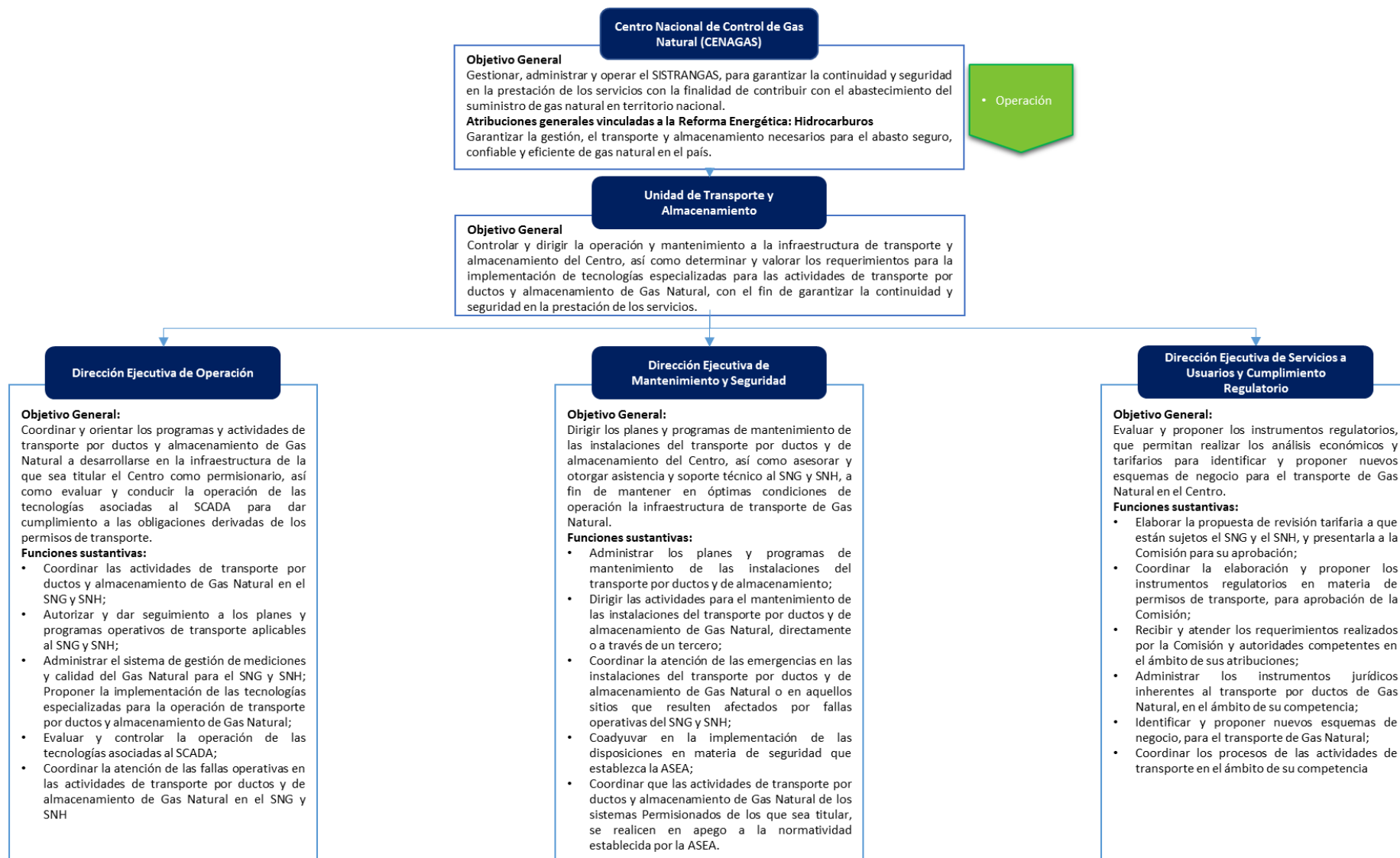
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información consultada en <http://www.economia-noms.gob.mx/noms/consultasAction.do> en mayo de 2018.

Anexo V

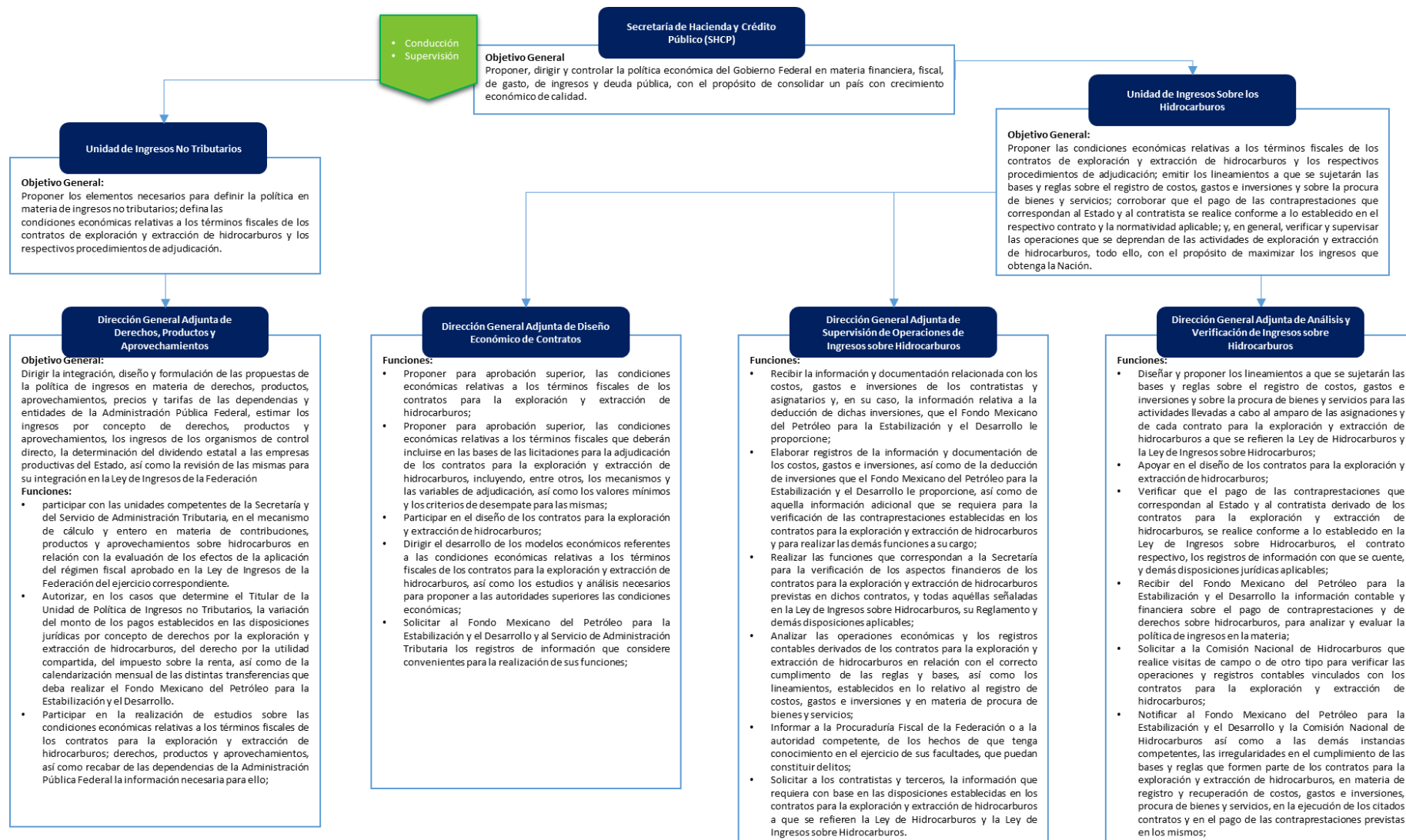
ESTRUCTURA ORGANICA DE LOS OPERADORES DE LA POLÍTICA DE HIDROCRABUROS



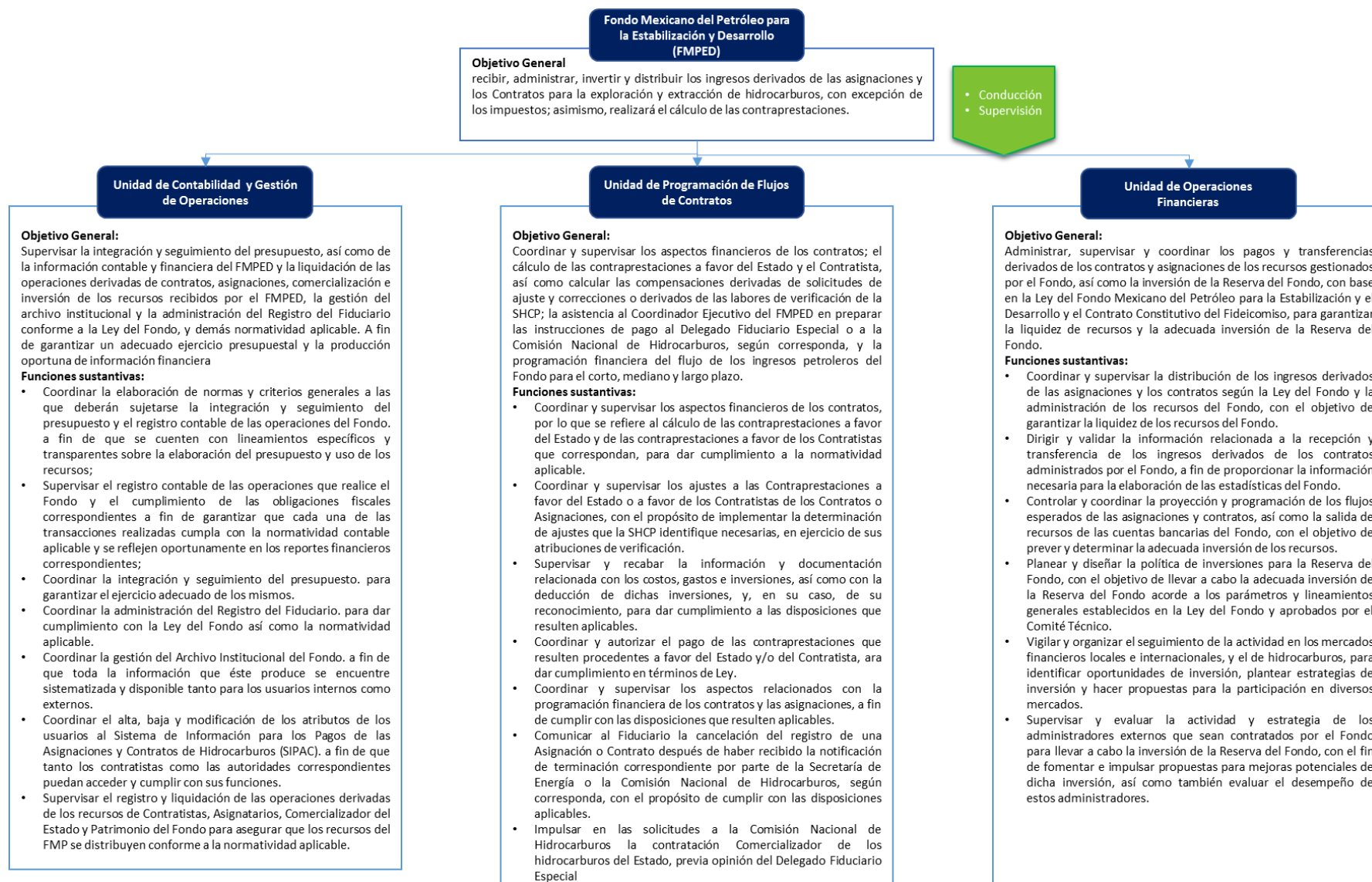
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Manual de Organización y Reglamento Interior de la SENER.



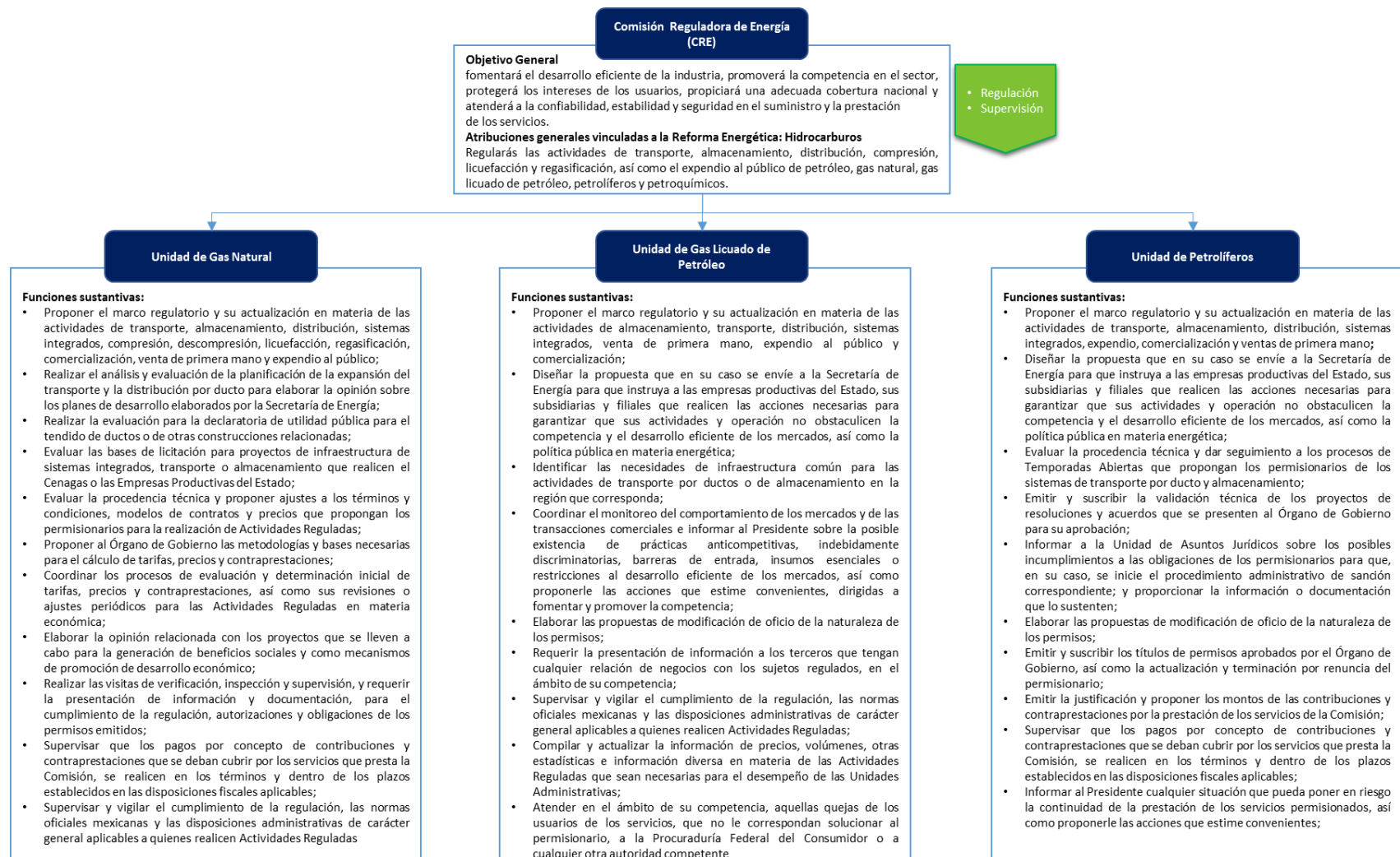
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Estatuto Orgánico del CENAGAS.



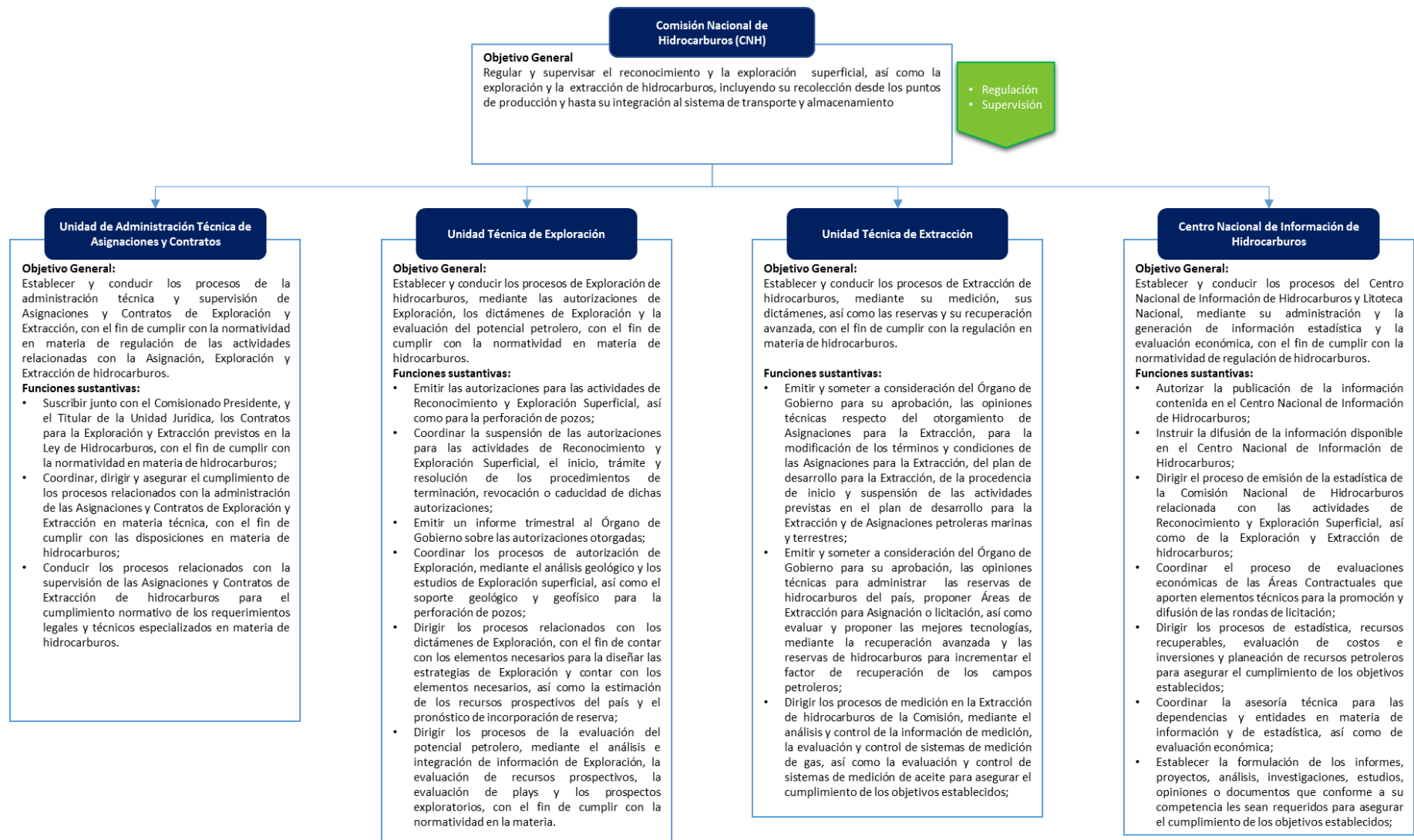
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Manual de Organización y Reglamento Interior de la SHCP.



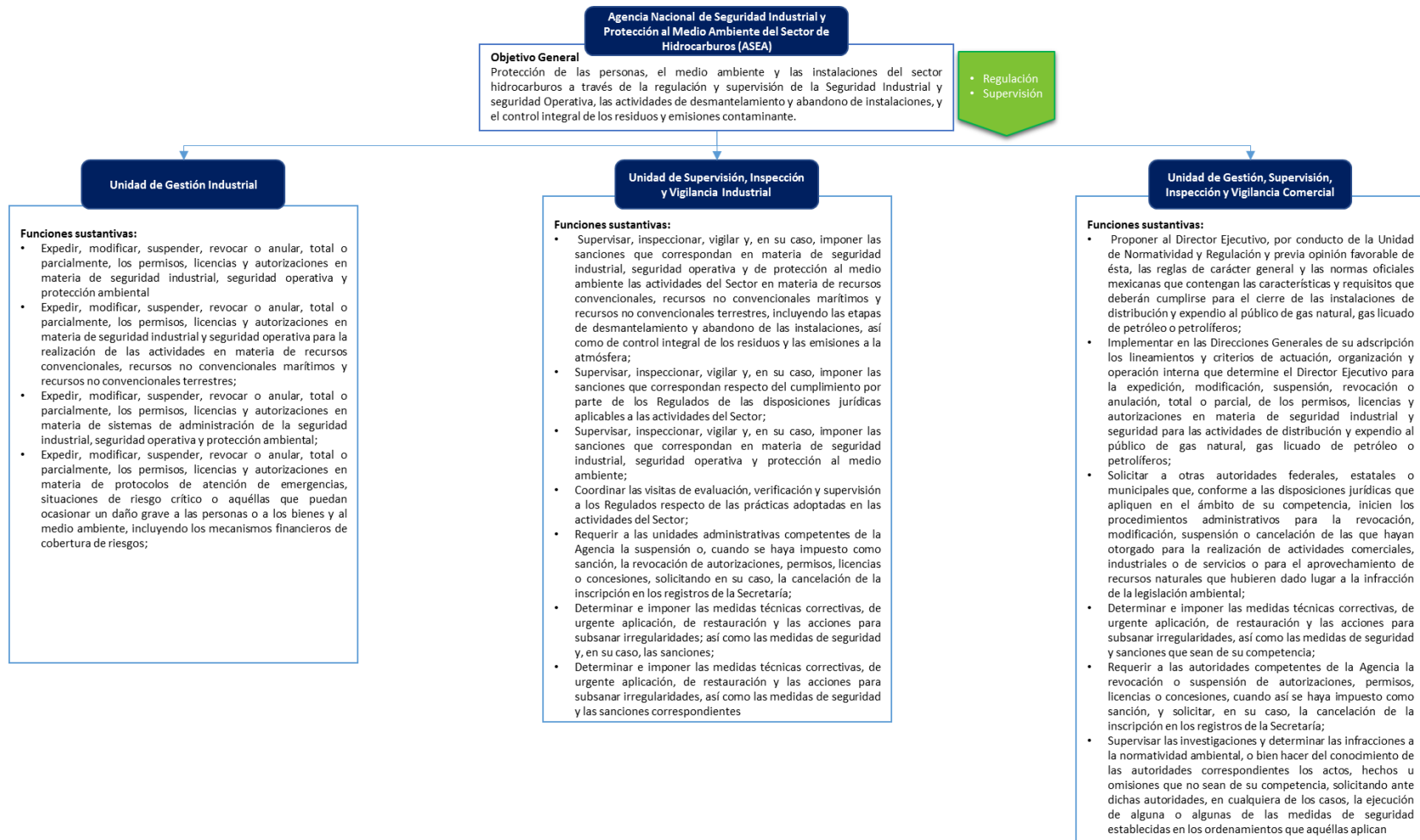
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Manual de Organización de la Coordinación Ejecutiva del FMPED y Coordinación Administrativa del FMPED, proporcionado por el FMPED mediante el oficio Ref. A80.LFCM.069/2018 del 19 de abril de 2018.



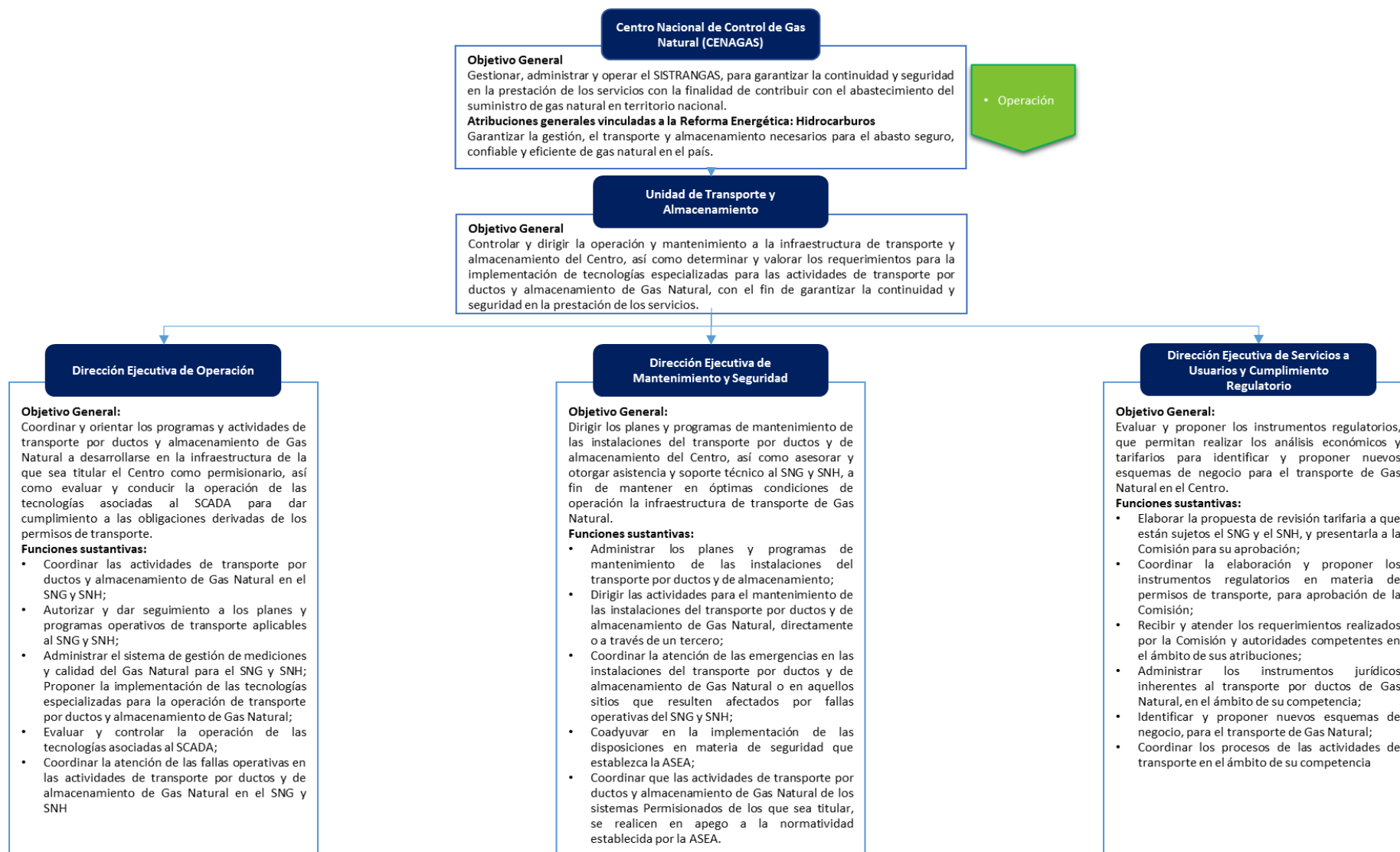
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Reglamento Interno y Manual de Organización de la CRE.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Reglamento Interno y Manual de Organización de la CNH.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Reglamento Interior de la ASEA.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Estatuto Orgánico del CENAGAS.

Anexo VI

INFORMACIÓN DE RENDICIÓN DE CUENTAS DE LA POLÍTICA PÚBLICA DE LA REFORMA ENERGÉTICA

Información de rendición de cuentas	Conducción	Regulación-Supervisión	Operación
Informe de gobierno	Construcción de un sector energético eficaz y eficiente que permita llevar energía a todo el territorio nacional de forma continua y a precios competitivos, para que las nuevas EPE adopten un gobierno corporativo moderno e independiente.	Las leyes en materia de hidrocarburos para los asignatarios, contratistas o interesados en obtener un permiso o autorización, establecimientos de cinco zonas de salvaguarda y valoración y dictamen de 1,070 evaluaciones de impacto social de proyectos energéticos, atendiendo los principios de sostenibilidad.	Conclusión de las licitaciones de la Ronda uno y las tres primeras licitaciones de la Ronda dos, asegurando mejores términos para el Estado; eliminación del precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano y apertura a las importaciones de petrolíferos para incentivar la libre competencia, eliminar restricciones al abastecimiento e incorporar a nuevos competidores.
Informe de ejecución del PND	El nuevo modelo derivado de las transformaciones estructurales en el sector energético estableció las bases para una mayor competencia y transparencia, la reducción de costos en beneficio de la población, la atracción de mayores inversiones y la diversificación de la matriz energética con energías limpias.	Autorización del inicio del régimen permanente de reserva de capacidad y el nuevo modelo de contratos que separa la comercialización y transporte de gas natural.	Al cierre de 2017, PEMEX contó con 428 asignaciones, de las cuales 111 poseen derechos para exploración y extracción; y 317 con derechos únicamente para la extracción de hidrocarburos..
Informe de labores de la SENER	El nuevo modelo energético permite la adaptación de México a los retos internacionales en el sector. Las nuevas herramientas y mecanismos establecen esquemas que incentivan la participación de las EPE y de las empresas privadas, bajo reglas claramente definidas y en igualdad de circunstancias, para el desarrollo de una industria energética sustentable, competitiva y eficiente. Se concluyeron con éxito las cuatro licitaciones de la Ronda uno, y tres licitaciones de la Ronda dos, en las que se adjudicaron 70 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos a 66 empresas de 17 países (incluyendo la primera asociación de PEMEX).	Se aprobó el Programa de Cesión de Contratos, instrumento de regulación asimétrica aplicable a PEMEX que busca facilitar la entrada de nuevos participantes en la industria. La SENER en coordinación con la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, ha llevado a cabo la revisión, elaboración, actualización y publicación de normas, entre las que destacan: la publicación de la nueva Norma Oficial Mexicana NOM-030-ENER-2016.	n.a.
Informe de labores de la SHCP	El nuevo marco jurídico establece el monto de los ingresos derivados de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que podrá destinarse a cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación, el cual no podrá exceder al 4.7% del PIB, al ahorro de largo plazo, o a la inversión en proyectos productivos y de formación de capital humano.	Estableció las condiciones económicas de los términos fiscales aplicables a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos; los rangos de valores de éstos; las reglas para definir los métodos de ajuste del valor de los derechos sobre hidrocarburos; los lineamientos para la elaboración y presentación de los costos; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos.	n.a.
Informe de labores del FMPED	El Fondo realizó transferencias por el equivalente al 2.2% del PIB, si bien dichos recursos no superaron el umbral del 4.7% previsto en Ley para generar remanentes, dicha cifra sí se ubicó por encima del monto de transferencias previsto en la Ley de Ingresos de la Federación, lo que implicó que se presentaran excedentes en los ingresos petroleros por un monto de 17,905.9 millones de pesos que fueron incorporados a la reserva de largo plazo.	Lineamientos técnicos federales para la publicación, homologación y estandarización de la información de las obligaciones establecidas en el título tercero, capítulos I y II de la LFTAIP, que deben difundir los sujetos obligados en el ámbito federal en los portales de internet y en la plataforma nacional de transparencia.	n.a.

Información de rendición de cuentas	Conducción	Regulación-Supervisión	Operación
Informe de labores de la CNH		Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos; lineamientos para la transferencia de información histórica del CNH; lineamientos de perforación de pozos, y 465 Asignaciones otorgadas a Pemex, de las cuales 273 son de extracción, 109 de exploración, 11 de extracción con un periodo de exploración y 72 de resguardo.	n.a.
Informe de labores de la CRE		Regulación en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural. Liberalización de precios al público a partir de enero de 2017 de gas natural y L.P. Otorgó 1,562 permisos para las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y expendio de petrolíferos, así como 88 aprobaciones tarifarias para las actividades de transporte y almacenamiento.	n.a.
Informe de labores de la ASEA		Se realizaron un total de 1,444 inspecciones en las actividades de exploración y extracción, se publicaron 3 disposiciones administrativas de carácter general y una técnica que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del sector hidrocarburos.	n.a.
Informe de labores de PEMEX	n.a.	n.a.	Descubrimiento de un yacimiento de gas y petróleo con la perforación del pozo Ixachi-1; reservas probadas (1P) de 7,694.7; producción de petróleo crudo 1,948.3 miles de barriles diarios; la producción de gas natural alcanzó 5,068 millones de pies cúbicos diarios; terminación de 24 pozos de exploración y desarrollo de 55; producción de gas húmedo de 3,237.3 y de seco 2,666.7 millones de pies cúbicos diarios; se inyectaron 1,887 miles de barriles diarios de petróleo crudo y productos petrolíferos en los sistemas de transporte de hidrocarburos, se transportaron 5,196 millones de pies cúbicos diarios de gas natural y se movieron 138 mil barriles diarios de gas licuado del petróleo; se comercializaron 1,408.4 miles de barriles diarios de productos petrolíferos; se colocaron en el mercado 4,118.8 miles de toneladas de productos petroquímicos; la exportación de petróleo crudo fue de 1,174 miles de barriles diarios y la importación de gas natural de 1,766 millones de pies cúbicos diarios promedio; las importaciones de petrolíferos y gas licuado alcanzaron 935.4 miles de barriles diarios.
Informe de labores de CENAGAS	n.a.	n.a.	La capacidad operativa autorizada por la CRE para el Sistema Nacional de Gasoductos fue de 6,321,632 GJ/d (5,985.157 millones de pies cúbicos diarios); se asignó en 97.0% de la capacidad de transporte de gas natural 6,300 MMpcd; del

Información de rendición de cuentas	Conducción	Regulación-Supervisión	Operación
			total de la capacidad de base firme el 54.0% contratada por PTI, el 30.0% por la CFE; se transportó un flujo de 5.2 millones de GJ de gas natural en promedio, mediante la recepción y el procesamiento de 11,200 transacciones comerciales mensuales; al cierre de 2017 reportó una utilidad mayor a los 2,000 mdp; se atendió el 99.0% de la obligaciones periódicas asociadas a los permisos del SNG y el SNH, y ninguno de éstos contó con capacidad para almacenamiento.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Quinto Informe de Gobierno 2016-2017; Informe de Ejecución del PND 2017; Quinto Informe de Labores de la SENER 2016-2017, Quinto Informe de Labores de la SHCP 2016-2017, Informe Anual del Fondo Mexicano del Petróleo para Estabilización y el Desarrollo 2017; Informe de Labores de la Comisión Nacional de Hidrocarburos 2016; Informe de Labores de la CRE 2016-2017; Informe de Labores ASEA; Informe Anual 2017 de Pemex, e Informe de autoevaluación del segundo semestre del CENAGAS 2017.

n.a. No aplica.

Anexo VII

CARACTERÍSTICAS DE LA MIGRACIÓN DE ASIGNACIONES A CONTRATOS

CEE sin socio	Asociado a un CIEP y COPF	Asociaciones
• Acreditar la conveniencia para la nación. • No requiere licitación. • Puede asociarse en un futuro.	• Acreditar la conveniencia para la nación. • • Aplica para CIEPs y COPFs vigentes, previo a la entrada en vigor de la LH. • • Mejora la alineación de incentivos entre PEMEX y sus contratistas para obtener mejores resultados.	• Acreditar la conveniencia para la nación. • Propone los términos de la alianza y los criterios de precalificación. • Establece los porcentajes de participación del CEE. • La CNH lleva a cabo la selección del socio mediante licitación

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Ley de Hidrocarburos y con información proporcionada por la Secretaría de Energía disponible en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>

MIGRACIÓN DE ASIGNACIONES A CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN



CEE sin socio

- Solicita la migración.
- Acepta el CEE.

- Analiza y resuelve la procedencia de la migración.
- Propone y determina el modelo de contratación.

- Opina sobre la conveniencia de la migración y el modelo de contratación.
- Suscribe los contratos

- Opina sobre el modelo de contratación.
- Determina las condiciones económicas del CEE.

Asociado a un CIEP y COPF

- Solicita la migración.
- Propone los términos de la asociación y el Acuerdo de Operación Conjunta (AOC).
- Opina sobre los lineamientos que regulan el procedimiento.
- Acepta el CEE, en conjunto con el contratista.

- Analiza y resuelve la procedencia de la migración.
- Propone y determina el modelo de contratación.
- Propone y emite la versión final de lineamientos que regulan el procedimiento.

- Opina sobre la conveniencia de la migración y el modelo de contratación.
- Suscribe los contratos.

- Opina sobre el modelo de contratación y las condiciones mínimas de la propuesta de términos de la asociación y AOC.
- Determina las condiciones económicas del CEE.

Asociaciones

- Solicita la migración.
- Propone los elementos técnicos y financieros que deberá acreditar el posible socio, opina la versión final de los criterios de precalificación.
- Propone el AOC.
- Acepta el CEE.

- Analiza y resuelve la procedencia de la migración.
- Propone y determina el modelo de contratación.
- Emite lineamientos técnicos de la licitación y criterios de precalificación.
- Realiza Estudio de Impacto Social respecto del área contractual.

- Opina sobre la conveniencia de la migración y el modelo de contratación.
- Licitación al socio de PEMEX.
- Suscribe los contratos.

- Opina sobre el modelo de contratación y AOC.
- Determina las condiciones económicas del CEE y de la licitación.
- Establece las variables de adjudicación.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Ley de Hidrocarburos en información proporcionada por la SENER disponible en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE>

Anexo VIII

REGLAS DE LICITACIÓN

Regla		Descripción
1.	Objeto y principios de la licitación	Señala qué tipo de contrato se va a adjudicar, así como la ubicación de las áreas contractuales y las actividades que podrán desarrollar (exploración o extracción). Así como el monto que deberán cubrir los interesados para acceder al cuarto de datos y de inscripción a la licitación.
2.	Modificaciones a la convocatoria y bases	Establece que la CNH podrá modificar las bases de licitación según considere necesario y dichas modificaciones deberá publicarlas en el Diario Oficial de la Federación (DOF) y en la página electrónica de www.rondasmexico.gob.mx . Asimismo, señala que no se modificarán los requisitos de precalificación y que únicamente se realizarán aclaraciones o interpretaciones.
3.	Meta de contenido nacional	Señala el porcentaje de contenido nacional que deberá contener el contrato que se vaya a adjudicar, las fuentes para el contenido son: adquisición de bienes, mano de obra, servicios, transferencia de tecnología, capacitación e infraestructura. El porcentaje dependerá de cada contrato adjudicado, no es el mismo para todos.
4.	Compañías que no podrán participar en la licitación	Especifica los supuestos bajo los cuales la CNH se abstendrá de considerar propuestas o contratos. Entre los principales destacan los siguientes: presenten información falsa o incompleta; estén sujetas a concurso; sean consorcios o asociaciones conformados por más de una compañía petrolera a gran escala.
5.	Calendario	Señala las fechas relevantes para el proceso de licitación como: la publicación de la convocatoria y bases; periodo de solicitud de acceso al cuarto de datos; la visita a las áreas contractuales; aclaraciones a las bases y contrato; anuncio de los precalificados; presentación de propuestas y suscripción de contratos.
6.	Acceso a la información del cuarto de datos	Establece el proceso que deberán seguir las empresas para acceder al cuarto de datos, así como los requisitos que deberán cubrir para obtener la información de las áreas contractuales.
7.	Inscripción a la licitación	Señala que los únicos que podrán participar en esta etapa son los que hayan pagado el acceso al cuarto de datos, en caso de consorcios mientras una empresa lo haya hecho las demás podrán participar, pagando el aprovechamiento correspondiente. Asimismo, indica el proceso a seguir.
8.	Etapas de aclaraciones	Indica que el Comité Licitatorio llevará a cabo tres etapas de aclaraciones sobre dudas del acceso al cuarto de datos, sobre el proceso de precalificación y relacionadas con la presentación de propuestas, adjudicación, fallo y contrato.
9.	Precalificación	En este punto se revisa y evalúa la experiencia y capacidades técnicas, de ejecución, financieras y legales de cada interesado. Únicamente podrán precalificar los interesados que hayan pagado su inscripción.
10.	Requisitos de precalificación	Señala cada uno de los elementos que deberán presentar los interesados para llevar a cabo el proceso de precalificación y que determinarán o no su precalificación. Se deben entregar datos desde la procedencia de recursos financieros hasta documentos legales.
11.	Integración de los documentos de precalificación	Especifica la forma en que deberán entregarse los documentos para la precalificación, en qué tipo de sobre y qué etiquetas se deben colocar.
12.	Forma de participación	Establece la forma en que las empresas pueden participar (individuales, consorcio o asociaciones) y si se debe indicar cuál de los participantes fungirá como operador.
13.	Integración de la propuesta	Indica que la propuesta de los participantes para cada área contractual se deberá presentar en un sobre cerrado tamaño carta de papel ante color amarillo con solapa engomada de 90gr., con medidas de 23.0x30.5 centímetros y cada sobre deberá estar identificado con etiquetas de color blanco de 5.1x10.1, indicando el número de sobre, para qué licitación se presenta, si es la propuesta económica o la garantía de seriedad, ^{1/} el nombre de la empresa y el área contractual por la que se está licitando.
14.	Periodo de vigencia de la propuesta	Señala cuál será el periodo por el que la propuesta estará vigente, este tiempo es diferente para cada una de las licitaciones.

Regla		Descripción
15.	Presentación y apertura de la propuesta	Establece que la presentación y apertura de las propuestas se debe realizar en la fecha que se señaló en el calendario y será en presencia de fedatario público y transmitida en vivo por internet. Asimismo, se analizarán las propuestas y cada licitante únicamente podrá presentar una propuesta por área contractual.
16.	Variables de adjudicación y mecanismo para determinar al licitante ganador	Serán determinados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) respecto de las dos variables que componen la propuesta económica y serán publicados a más tardar cuando se publique la versión final de las bases de licitación. Una de las variables es el valor ponderado de la propuesta económica, que se refiere a la participación del Estado en caso de contratos de producción compartida, o la regalía adicional en el caso de los contratos de licencia; la segunda, de la licitación uno a la tres de la Ronda uno se refiere al porcentaje de incremento en la inversión del programa mínimo de trabajo, en las licitaciones subsecuentes se refiere al factor de inversión adicional.
17.	Causales de desechamiento de las propuestas	Señala que, si la información se encuentra incompleta o ilegible, las propuestas estén condicionadas, un licitante presente más de una propuesta para la misma área contractual, esté dentro de los supuestos de las compañías que no pueden participar en la licitación, el licitante presenta información falsa, que el valor de la propuesta económica se encuentre por debajo de los mínimos establecidos por la SHCP, entre otros, las propuestas serán desechadas.
18.	Adjudicación y fallo	Especifica que el comité licitatorio entregará al órgano de gobierno el acta que se haya levantado respeto del acto de presentación y apertura de propuestas, para que emita el fallo correspondiente y declare la adjudicación de cada contrato.
19.	Licitación desierta	Indica que una licitación se declara desierta cuando: no se presentaron propuestas; los interesados no cumplieron con los requisitos de precalificación, o todas las propuestas son desechadas.
20.	Cancelación de la licitación	Señala que la CNH podrá cancelar la licitación para todas las áreas contractuales o un área, en cualquier momento y por cualquier causa. Sin que tenga que rembolsar los gastos en los que los interesados hayan incurrido por la licitación.
21.	Medio de impugnación	Establece que si algún interesado quiere impugnar la licitación lo podrá hacer únicamente por medio de juicio de amparo indirecto ya que los actos de la licitación y adjudicación se consideran de orden público e interés social.
22.	Suscripción del contrato	Señala cuáles son los requisitos bajo los cuales se podrá suscribir el contrato. Asimismo, en caso de que el licitante ganador no firme el contrato por causas imputables al mismo en el plazo establecido para ello, la convocante podrá adjudicar dicho contrato al licitante que hubiere quedado en segundo lugar en la licitación, siempre y cuando su propuesta cumpla con los criterios de adjudicación previstos en las bases.
23.	Condiciones de confidencialidad	Indica que si la información que el licitante presenta es de carácter confidencial deberá ser identificada con el formato presente en las bases, y la CNH evaluará su tratamiento de conformidad con la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en las Bases de Licitación para la licitación 1,2,3,4 de la Ronda uno; licitación 1,2,3 y 4 de la Ronda dos, y para la licitación 1,2 y 3 de la Ronda tres, publicadas en <https://rondasmexico.gob.mx/>, el 06/06/2015, 25/08/2015/, 20/11/2015,31/08/2016, 26/05/2017, 22/06/2017, 22/06/2017, 21/12/2017, 05/03/2018, 18/07/2017 y 18/07/2018, respectivamente.

^{1/} La garantía de seriedad es la carta de crédito otorgada por el Licitante a favor de la CNH para garantizar su Propuesta y, en caso de resultar Licitante Ganador, garantizar la firma del Contrato que le sea adjudicado, en los términos establecidos en las Bases.

Anexo IX

CONTRATOS CON PRODUCCIÓN

Contrato	Contratista	Producción	
		Aceite (Mbd)	Gas (MMpcd)
CNH-R01-L03-A2/2015	Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V.	0.0	279.4
CNH-R01-L03-A3/2015	CMM Calibrador, S.A. de C.V.	0.0	92.4
CNH-R01-L03-A5/2015	Strata CPB, S.A.P.I. de C.V.	0.0	50.5
CNH-R01-L03-A08/2015	Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	0.0	43.4
CNH-R01-L03-A12/2015	Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V.	0.0	80.0
CNH-R01-L03-A18/2015	Strata CPB, S.A.P.I. de C.V.	0.0	88.5
CNH-R01-L03-A20/2016	GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.	0.0	56.4
CNH-R01-L03-A21/2016	Strata CR, S.A.P.I. de C.V.	0.0	54.9
CNH-R02-L02-A1.BG/2017	Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración & Producción de México, S.A. de C.V.	0.0	7.5
CNH-R02-L02-A4.BG/2017	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.	0.0	35.3
CNH-R02-L02-A5.BG/2017	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.	0.0	20.8
CNH-R02-L02-A10.CS/2017	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.	0.0	16.4
CNH-R02-L03-BG-01/2017	Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración & Producción de México, S.A. de C.V.	0.0	23.2
CNH-R02-L03-VC-02/2017	Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.	0.0	4.4
CNH-R01-L03-A24/2016	Tonalli Energía, S.A.P.I. de C.V.	0.0	0.1
CNH-R01-L03-A06/2015	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	0.1	14.9
CNH-R01-L03-A4/2015	Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.	0.2	0.4
CNH-R01-L03-A23/2015	Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V.	0.3	0.1
CNH-R01-L03-A17/2016	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	0.6	0.1
CNH-R01-L03-A14/2015	Canamex Energy Holdings, S.A.P.I. de C.V.	0.9	0.6
CNH-R02-L03-CS-01/2017	Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.	1.5	2.7
CNH-R01-L03-A1/2015	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	2.7	1.2
CNH-R01-L03-A25/2015	Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V.	5.6	22.8
CNH-R01-L03-A15/2015	Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V.	6.0	106.8
CNH-R01-L03-A11/2015	Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V.	6.4	38.6
CNH-R01-L03-A07/2015	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	38.7	42.7

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en CNIH, **tablero de producción de petróleo y gas**, disponible en: <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboards.php#>, consultado el 26 de octubre de 2018.

Anexo X

TÍTULOS OTORGADOS PARA LAS ACTIVIDADES DE TRATAMIENTO Y REFINACIÓN DE PETRÓLEO, 2015-2017

Título del permiso	Fecha de autorización	Fecha de vencimiento
Tratamiento de petróleo		
1. Permiso de tratamiento de petróleo número SENER-TP-001-2015 para la instalación de Tratamiento de Petróleo Terminal Marítima Dos Bocas.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
2. Permiso de tratamiento de petróleo número SENER-TP-002-2015 para la instalación de Tratamiento de Petróleo Crudo Arenque-Altamira.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
3. Permiso de tratamiento de petróleo número SENER-TP-003-2015 para la instalación de la Planta Deshidratadora de Crudo La Venta.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
Refinación de petróleo		
1. Permiso de refinación de petróleo número SENER-REF-001-2015 para la Refinería Miguel Hidalgo. Actualizado a SENER-REF-001-2018 el 13 de marzo de 2018.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
2. Permiso de refinación de petróleo número SENER-REF-002-2015 para la Refinería Ing. Antonio M. Amor. Actualizado a SENER-REF-002-2018 el 13 de marzo de 2018.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
3. Permiso de refinación de petróleo número SENER-REF-003-2015 para la Refinería General Lázaro Cárdenas. Actualizado a SENER-REF-003-2018 el 13 de marzo de 2018.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
4. Permiso de refinación de petróleo número SENER-REF-004-2015 para la Refinería Francisco I. Madero. Actualizado a SENER-REF-004-2018 el 13 de marzo de 2018.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
5. Permiso de refinación de petróleo número SENER-REF-005-2015 para la Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime. Actualizado a SENER-REF-005-2018 el 13 de marzo de 2018.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
6. Permiso de refinación de petróleo número SENER-REF-006-2015 para la Refinería Ing. Héctor R. Lara Sosa. Actualizado a SENER-REF-006-2018 el 13 de marzo de 2018.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
Procesamiento de gas natural		
1. Permiso de procesamiento de gas natural número SENER-CPG-001-2015 para el complejo procesador de gas Arenque.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
2. Permiso de procesamiento de gas natural número SENER-CPG-002-2015 para el complejo procesador de gas Burgos.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
3. Permiso de procesamiento de gas natural número SENER-CPG-003-2015 para el complejo procesador de gas Cactus.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
4. Permiso de procesamiento de gas natural número SENER-CPG-004-2015 para el complejo procesador de gas Ciudad Pemex.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
5. Permiso de procesamiento de gas natural número SENER-CPG-005-2015 para el complejo procesador de gas Coatzacoalcos.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
6. Permiso de procesamiento de gas natural número SENER-CPG-006-2015 para el complejo procesador de gas La Venta.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
7. Permiso de procesamiento de gas natural número SENER-CPG-007-2015 para el complejo procesador de gas Matapionche.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
8. Permiso de procesamiento de gas natural número SENER-CPG-008-2015 para el complejo procesador de gas Nuevo Pemex.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045
9. Permiso de procesamiento de gas natural número SENER-CPG-009-2015 para el complejo procesador de gas Poza Rica.	30 de junio de 2015	30 de junio de 2045

FUENTE: Información proporcionada por la SENER mediante oficio núm. 411/1454/18 del 11 de septiembre de 2018.

Anexo XI

PERMISOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL OTORGADOS POR LA CRE 2015-2018

Consecutivo	Número de permiso	Cantidad	Unidad de medida	Fracción Arancelaria	Vigencia	
					inicio	fin
EXPORTACIONES						
1	1000C615000437	2,118.88	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	16/01/2015	16/01/2016
2	1000C615000604	0.71	Millones de pies cúbicos	2711.29.99	20/01/2015	20/01/2016
3	1000C615023907	0.00000004	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	11/05/2015	11/05/2016
4	1000C615050918	0.00000004	Millones de pies cúbicos	2711.11.01	24/08/2015	24/08/2016
5	1000C615055968,	62,135.83	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	03/11/2015	22/10/2016
6	1000C615056005	0.00000004	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	04/11/2015	04/11/2016
7	1000C615057726	0.00000004	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	11/12/2015	11/12/2016
8	1000C615057725	0.00000004	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	11/12/2015	11/12/2016
9	1000C615057724	0.00000004	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	11/12/2015	11/12/2016
10	1000C615057727	0.00000004	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	11/12/2015	11/12/2016
11	1000C616001140	0.00000055	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	25/01/2016	22/01/2017
12	1000C616001141	0.00000055	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	25/01/2016	22/01/2017
13	1000C616001143	0.00000055	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	25/01/2016	22/01/2017
14	1000C616001210	0.00000055	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	26/01/2016	26/01/2017
15	1000C616001144	0.00000055	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	25/01/2016	22/01/2017
16	1000C616001576	2,118.88	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	02/02/2016	02/02/2017
17	1000C616005553	265.05	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	13/04/2016	13/04/2017
18	1000C616019422	62,135.83	Millones de pies cúbicos	2711.11.01	13/12/2016	13/12/2017
19	1702C617001777	2,118.88	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	31/01/2017	31/01/2018
20	1702C617002017	62,135.83	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	07/02/2017	07/02/2018
21	1702C617002322	40,204.48	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	10/02/2017	10/02/2018
22	1702C617006278	10.59	Millones de pies cúbicos	2711.11.01	12/04/2017	12/04/2018
23	1702C617013534	33,548.94	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	15/08/2017	15/08/2018
24	1702C617013533	0.000004	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	14/08/2017	14/08/2018
25	1702C617013810	28,399.49	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	07/12/2017	07/12/2018
26	1702C617013812,	28,399.49	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	07/12/2017	07/12/2018
27	1702C617013811	28,399.49	Millones de pies cúbicos	2711.21.01	07/12/2017	07/12/2018
TOTAL		351.992.4				

Consecutivo	Número de permiso	Cantidad	Unidad de medida	Fracción Arancelaria	Vigencia	
					inicio	fin
IMPORTACIONES						
1	1000C115000436	0.81	Millones de pies cúbicos	2711.29.99	16/01/2015	16/01/2016
2	1000C115000439	0.81	Millones de pies cúbicos	2711.29.99	16/01/2015	16/01/2016
3	1000C115000438	0.81	Millones de pies cúbicos	2711.29.99	16/01/2015	16/01/2016
4	1000C115000602	0.09	Millones de pies cúbicos	2711.29.99	20/01/2015	20/01/2016
5	1000C115000603	0.05	Millones de pies cúbicos	2711.19.99	20/01/2015	20/01/2016
6	1000C115000679	0.01	Millones de pies cúbicos	2711.29.99	21/01/2015	21/01/2016
7	1000C115001215	0.00	Millones de pies cúbicos	2711.29.99	26/01/2015	26/01/2016
8	1000C115027246	0.01	Millones de pies cúbicos	2711.29.99	26/05/2015	26/05/2016
9	1000C115031181	0.0003	Millones de pies cúbicos	2711.29.99	09/06/2015	09/06/2016
10	1000C115053973	0.000004	Millones de pies cúbicos	2711.29.99	23/09/2015	23/09/2016
11	1000C115053974	0.000004	Millones de pies cúbicos	2711.29.99	23/09/2015	23/09/2016
12	1000C115056006	0.000002	Millones de pies cúbicos	2711.29.99	04/11/2015	04/11/2016
13	1000C115057728	0.000000	Millones de pies cúbicos	2711.29.100	11/12/2015	11/12/2016
14	1000C115057963	0.000106	Millones de pies cúbicos	2711.29.101	15/12/2015	14/12/2016
TOTAL		2.6				

FUENTE: Elaborado por la ASF con información proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía mediante el oficio OM-500/DGAPT/84876/2D18 con fecha de 11 de septiembre de 2018.

Anexo XII

SANCIONES IMPUESTAS POR LA CRE A LOS PERMISOS QUE OTORGA, 2017

Persona física o moral	Permiso	Actividad	Materia	Monto de la sanción (Mdp)	Infracción Sancionada.	Infracción Sancionada
Autotanques Nieto, S. A. de C. V.	G/13490/TRA/OM/2016	transporte	Gas Natural	11	Realizar la actividad de transporte de Gas Natural, por medio de semi remolque sin contar con permiso expedido por la Comisión Reguladora de Energía.	Infracción prevista en el 86, fracción II, inciso i) de la Ley de Hidrocarburos.
Estación de Servicio Emajufh, S.A. de C.V.	PL/6876/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No respetar el precio máximo de venta al público de gasolina y diésel determinado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público	Infracción prevista en el artículo 86, fracción II, incisos) f) y j) de la Ley de Hidrocarburos.
Servicio Teoloyucan Nuevo Siglo, S.A. de C.V.	PL/8748/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No respetar el precio máximo de venta al público de gasolina y diésel determinado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público	Infracción prevista en el artículo 86, fracción II, incisos) f) y j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/19682/EXP/ES/2016	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/425/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/426/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/1278/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracciones II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.

Persona física o moral	Permiso	Actividad	Materia	Monto de la sanción (Mdp)	Infracción Sancionada.	Infracción Sancionada
Natgas Qro. S.A.P.I. de C.V. (Zaragoza)	G/18923/EXP/ES/FE/2016	expendio al público de gas natural comprimido para uso vehicular en estación de servicio	Gas Natural	11	Haber realizado la actividad de expendio al público de gas natural comprimido para uso vehicular en estación de servicio con fin específico, sin contar con el permiso correspondiente expedido por la Comisión.	Infracción prevista en el 86, fracción II, inciso i) de la Ley de Hidrocarburos
Igasamex del bajo S. de R.L. de C.V.	G/10379/EXP/ES/FE/2015	expendio al público de gas natural comprimido para uso vehicular en estación de servicio	Gas Natural	10.5	Haber realizado la actividad de expendio al público de gas natural comprimido para uso vehicular en estación de servicio con fin específico, sin contar con el permiso correspondiente expedido por la Comisión.	Infracción prevista en el 86, fracción II, inciso i) de la Ley de Hidrocarburos
Administración de Servicios Aeronáuticos Corporativos, S.A. de C.V	No cuenta con permiso (Comercialización)	comercialización	Petrolíferos	11	Haber realizado una actividad regulada en materia de Petrolíferos sin contar con el permiso correspondiente por parte de la Comisión	Infracción prevista en el 86, fracción II, inciso i) de la Ley de Hidrocarburos.
Gas Imperial, S.A. de C.V	LP/14638/DIST/PLA/2016 LP/14505/DIST/PLA/2016 LP/14908/DIST/PLA/2016 LP/14919/DIST/PLA/2016 LP/14055/DIST/PLA/2016	distribución de gas licuado de petróleo mediante planta de distribución	Gas LP	1.1	No haber respetado el precio máximo de venta al público de Gas Licuado de Petróleo determinado en el Acuerdo por el que se fija el precio máximo para el gas licuado de petróleo al usuario final, correspondiente al mes de diciembre de 2016, mismo que se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 30 de noviembre de 2016	Infracción prevista en el artículo 86, fracción II, inciso) f) de la Ley de Hidrocarburos.
Garza Gas de Provincia, S.A. de C.V.	LP/13825/DIST/PLA/2016 LP/13826/DIST/PLA/2016	distribución de gas licuado de petróleo mediante planta de distribución	Gas LP	1.1	No haber respetado el precio máximo de venta al público de Gas Licuado de Petróleo determinado en el Acuerdo por el que se fija el precio máximo para el gas licuado de petróleo al usuario final, correspondiente al mes de diciembre de 2016, mismo que se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 30 de noviembre de 2016	infracción prevista en el artículo 86, fracción II, inciso) f) de la Ley de Hidrocarburos.
Gas Tule, S.A. de C.V.	LP/14140/DIST/PLA/2016	distribución de gas licuado de petróleo mediante planta de distribución	Gas LP	1.1	No haber respetado el precio máximo de venta al público de Gas Licuado de Petróleo determinado en el Acuerdo por el que se fija el precio máximo para el gas licuado de petróleo al usuario final, correspondiente al mes de diciembre de 2016, mismo que se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 30 de noviembre de 2016	Infracción prevista en el artículo 86, fracción II, inciso) f) de la Ley de Hidrocarburos.

Persona física o moral	Permiso	Actividad	Materia	Monto de la sanción (Mdp)	Infracción Sancionada.	Infracción Sancionada
Regio Gas Central, S.A. de C.V.	PL/13968/DIST/PLA/2016 PL/14645/DIST/PLA/2016	distribución de gas licuado de petróleo mediante planta de distribución	Gas LP	1.1	No haber respetado el precio máximo de venta al público de Gas Licuado de Petróleo determinado en el Acuerdo por el que se fija el precio máximo para el gas licuado de petróleo al usuario final, correspondiente al mes de diciembre de 2016, mismo que se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 30 de noviembre de 2016	Infracción prevista en el artículo 86, fracción II, inciso) f) de la Ley de Hidrocarburos.
Gas del Pacífico, S.A. de C.V.	LP/13998/DIST/PLA/2016 LP/13999/DIST/PLA/2016L P/14000/DIST/PLA/2016 LP/14001/DIST/PLA/2016	distribución de gas licuado de petróleo	Gas LP	1.1	No haber respetado el precio máximo de venta al público de Gas Licuado de Petróleo determinado en el Acuerdo por el que se fija el precio máximo para el gas licuado de petróleo al usuario final, correspondiente al mes de diciembre de 2016, mismo que se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 30 de noviembre de 2016	infracción prevista en el artículo 86, fracción II, inciso) f) de la Ley de Hidrocarburos.
ercantil Distribuidora, S.A. de C.V.	LP/14147/DIST/PLA/2016 LP/14148/DIST/PLA/2016 LP/14157/DIST/PLA/2016 LP/14143/DIST/PLA/2016 LP/14144/DIST/PLA/2016 LP/14145/DIST/PLA/2016 LP/14154/DIST/PLA/2016 LP/14155/DIST/PLA/2016 LP/14156/DIST/PLA/2016 LP/14158/DIST/PLA/2016 LP/14497/DIST/PLA/2016 LP/14544/DIST/PLA/2016 LP/14596/DIST/PLA/2016 LP/14783/DIST/PLA/2016 LP/14844/DIST/PLA/2016 LP/14873/DIST/PLA/2016	distribución de gas licuado de petróleo mediante planta de distribución	Gas LP	1.1	No haber respetado el precio máximo de venta al público de Gas Licuado de Petróleo determinado en el Acuerdo por el que se fija el precio máximo para el gas licuado de petróleo al usuario final, correspondiente al mes de diciembre de 2016, mismo que se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 30 de noviembre de 2016	Infracción prevista en el artículo 86, fracción II, inciso) f) de la Ley de Hidrocarburos.

Persona física o moral	Permiso	Actividad	Materia	Monto de la sanción (Mdp)	Infracción Sancionada.	Infracción Sancionada
Sonigas, S.A. de C.V.	PL/14794/DIST/PLA/2016 LP/14746/DIST/PLA/2016 LP/14647/DIST/PLA/2016 LP/14651/DIST/PLA/2016 LP/14923/DIST/PLA/2016 LP/14200/DIST/PLA/2016 LP/14675/DIST/PLA/2016 LP/13823/DIST/PLA/2016 LP/13821/DIST/PLA/2016 LP/13828/DIST/PLA/2016 LP/14232/DIST/PLA/2016 LP/13934/DIST/PLA/2016 LP/14397/DIST/PLA/2016 LP/14434/DIST/PLA/2016 LP/14552/DIST/PLA/2016 LP/14665/DIST/PLA/2016 LP/14874/DIST/PLA/2016 LP/14889/DIST/PLA/2016	distribución de gas licuado de petróleo mediante planta de distribución	Gas LP	1.1	No haber respetado el precio máximo de venta al público de Gas Licuado de Petróleo determinado en el Acuerdo por el que se fija el precio máximo para el gas licuado de petróleo al usuario final, correspondiente al mes de diciembre de 2016, mismo que se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 30 de noviembre de 2016	infracción prevista en el artículo 86, fracción II, inciso f) de la Ley de Hidrocarburos.
Penn Octane de México, S. de R.L. de C.V.	G/199/LPT/2007	de transporte de gas licuado de	Gas LP	11	Negar el acceso e interconexión a su sistema de transportes.	Infracción prevista en el 86, fracción II, inciso d) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/427/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/428/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/429/EXP/ES/2015	permiso de expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.

Persona física o moral	Permiso	Actividad	Materia	Monto de la sanción (Mdp)	Infracción Sancionada.	Infracción Sancionada
Petromax S.A. de C.V.	PL/430/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/431/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/432/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/433/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/434/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/435/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/436/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No reportar la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/437/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.

Persona física o moral	Permiso	Actividad	Materia	Monto de la sanción (Mdp)	Infracción Sancionada.	Infracción Sancionada
Petromax S.A. de C.V.	PL/438/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/439/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/440/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/441/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/442/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/443/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/444/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/445/EXP/ES/2015	expedio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.

Persona física o moral	Permiso	Actividad	Materia	Monto de la sanción (Mdp)	Infracción Sancionada.	Infracción Sancionada
					medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	
Petromax S.A. de C.V.	PL/446/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/447/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/448/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/449/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/450/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/451/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/452/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.

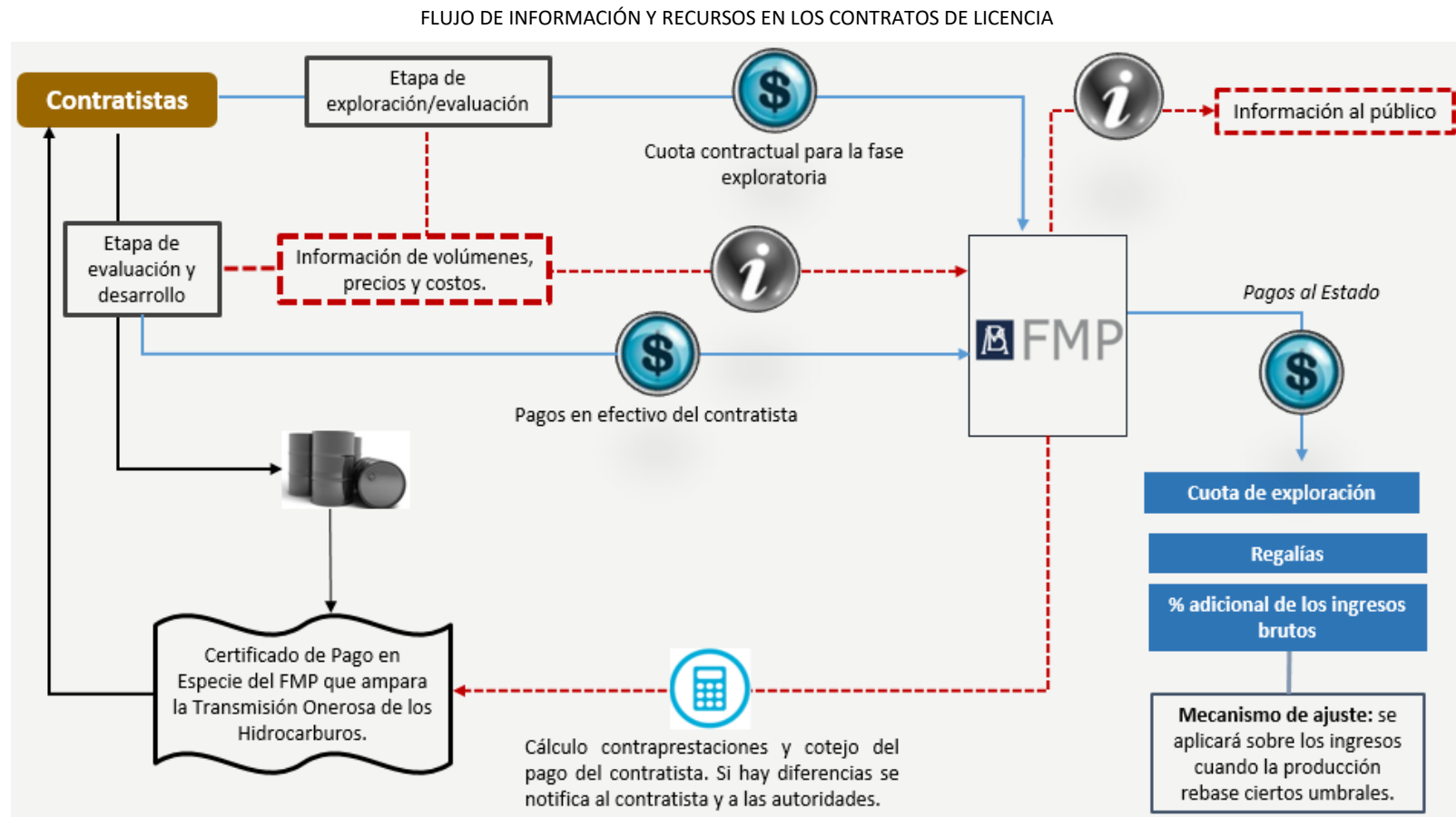
Persona física o moral	Permiso	Actividad	Materia	Monto de la sanción (Mdp)	Infracción Sancionada.	Infracción Sancionada
Petromax S.A. de C.V.	PL/453/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/454/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/455/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Petromax S.A. de C.V.	PL/456/EXP/ES/2015	expendio de petrolíferos en estaciones de servicio	Petrolíferos	1.1	No haber reportado la información de precios de venta al público, volúmenes comprados, vendidos de las gasolinas y diésel que expende al público por medio de los medios y formatos definidos en el acuerdo A/050/2017.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
PEMEX LOGÍSTICA	PL/110808/ALM/2015, PL/11068/ALM/2015 y PL/11087/ALM/2015	almacenamiento	Petrolíferos	8.5	Haber incurrido en prácticas indebidamente discriminatorias en contra de permisionarios de transporte de petrolíferos por otros medios durante el año 2017 en el acceso a las instalaciones de las Terminales de Almacenamiento de Petrolíferos	infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso j) de la Ley de Hidrocarburos.
Ground Control México, S.A. de C.V.	No contar con permiso (Comercialización)	comercialización	Petrolíferos	11	Haber realizado una actividad regulada en materia de Petrolíferos sin contar con el permiso correspondiente por parte de la Comisión	Infracción prevista en el 86, fracción II, inciso i) de la Ley de Hidrocarburos.
Aeropuertos y Servicios Auxiliares.	PL/9792/ALM/AE/2015	almacenamiento	Petrolíferos	12.1	1.- Haber modificado las condiciones técnicas instalaciones o equipos amparados con el permiso PL/9792/ALM/AE/2015 sin la autorización de la Comisión Reguladora de Energía. 2.- No contar con un sistema de gestión de la medición (SGM) en sus instalaciones y acreditar su implementación mediante los documentos a que hacen referencia las disposiciones administrativas de carácter general aplicables.	Infracción prevista en el artículo 86, fracción II, incisos a) y h) de la Ley de Hidrocarburos

Persona física o moral	Permiso	Actividad	Materia	Monto de la sanción (Mdp)	Infracción Sancionada.	Infracción Sancionada
Gasipo, S.A. de C.V.	LP/14774/DIST/PLA/2016	distribución de gas licuado de petróleo	Gas LP	5.7	Haber restringido el acceso a las instalaciones donde se ubica la planta de Distribución de Gas licuado de Petróleo amparada con el permiso LP/14774/DIST/PLA/2016.	Infracción prevista en el artículo 86, fracción III, inciso a) de la Ley de Hidrocarburos.
Shaina Jazmín Serrano Moctezuma	LP/17537/EXP/ES/2016	expendio al público de gas licuado de	Gas LP	13.6	1.- Haber modificado las condiciones técnicas instalaciones o equipos amparados con el permiso LP/17537/EXP/ES/2016 sin la autorización correspondiente. 2.- No haber acreditado que cuenta con los documentos y dictámenes en los que consten las especificaciones de calidad de gas licuado de petróleo con el que realiza la actividad permitida. 3.- No contar con un sistema de gestión de la medición (SGM) en sus instalaciones.	Infracción prevista en el artículo 86, fracción II, incisos a) y h) de la Ley de Hidrocarburos
		petróleo mediante estación de servicio				
		con fin específico				
Garza Sur, S.A. de C.V.	LP/14017/DIST/PLA/2016	distribución de gas licuado de petróleo	Gas LP	1.7	1.- Pernocar un auto-tanque asociado al permiso AD-MEX-019-C/99, (ahora LP/14017/DIST/PLA/2016), en un predio que no está vinculado a las instalaciones permitidas, ni se encuentra dado de alta como central de guarda en términos de las disposiciones aplicables. 2.- No acreditar la procedencia lícita del Gas Licuado de Petróleo del auto-tanque al momento de la visita de verificación.	Infracción prevista en el artículo 86, fracción II, incisos b) y c) de la Ley de Hidrocarburos
Juan Carlos Vargas Molina	PL/11155/TRA/OM/2015	transporte	Petrolíferos	11.3	Haber modificado la capacidad de almacenamiento autorizada en el título de permiso PL/11155/TRA/OM/2015, sin previa autorización de la CRE.	Infracción prevista en el Art. 86 fracción II, inciso h) de la LH. 2.- Haber modificado la capacidad de almacenamiento autorizada en el título de permiso PL/11155/TRA/OM/2015, sin previa autorización de la CRE.
Gas Express Nieto de México, S.A. de C.V.	LP/14478/DIST/PLA/2016	distribución de gas licuado de petróleo	Gas LP	1.1	Incumplimiento de las obligaciones a su cargo derivadas del permiso relativas a exhibir al momento de la visita de verificación los informes de resultados de la determinación de las especificaciones de calidad del gas licuado de petróleo, así como haber omitido exhibir al momento de la visita de verificación la documentación que describa el SGM.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso a) de la Ley de Hidrocarburos.

Persona física o moral	Permiso	Actividad	Materia	Monto de la sanción (Mdp)	Infracción Sancionada.	Infracción Sancionada
PEMEX LOGÍSTICA	PL/11077/ALM/2015, PL/11105/ALM/2015, PL/11074/ALM/2015, PL/11101/ALM/2015, PL/11109/ALM/2015, PL/11062/ALM/2015, PL/11071/ALM/2015 y PL/11103/ALM/2015	almacenamiento	Petrolíferos	8.5	Incumplir con las especificaciones de calidad para la gasolina regular, en virtud de que el índice de octado detectado es inferior al valor mínimo de 87 octanos establecido en la NOM-016-CRE-2016. Especificaciones de calidad de los petrolíferos, publicada en el DOF el 29 de agosto de 2016.	Infracción prevista en el artículo 86 fracción II, inciso a) de la Ley de Hidrocarburos.
TOTAL;				176.1		

FUENTE: Elaborado por la ASF con información proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía mediante el oficio OM-500/DGAPT/84876/2D18 con fecha de 11 de septiembre de 2018..

Anexo XIII



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo, disponible en: <http://base.energia.gob.mx/TalleresRE/>

Anexo XIV

DIRECCION GENERAL DE SUPERVISION, INSPECCION Y VIGILANCIA COMERCIAL (DGSIVC) 2015-2017

Año	Expediente	Actividad	MATERIA	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto Deflactado	Monto recuperado en millones	Estatus	
								En proceso	Concluido
2015	P.A.S. 001/2015	GAS L.P.	SISOPA	CONSORCIO T.F.L., S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 002/2015	GAS L.P.	SISOPA	USA GAS SAN JUAN, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2015	P.A.S. 004/2015	GAS L.P.	SISOPA	ENRIQUE MEDRANO MEZA	Económica				X
2015	P.A.S. 005/2015	GAS L.P.	SISOPA	GARZA GAS DE PROVINCIA, S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 010/2015	GAS L.P.	SISOPA	SONIGAS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 013/2015	GAS L.P.	SISOPA	GAS EXPRESS NIETO DE MEXICO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 014/2015	GAS L.P.	SISOPA	SERVIGAS DEL VALLE, S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 015/2015	GAS L.P.	SISOPA	GAS CARBURANTE DE LAS ARMAS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 017/2015	GAS L.P.	SISOPA	UNIGAS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 023/2015	GAS L.P.	SISOPA	TRANSPORTES PRESURIZADOS, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2015	P.A.S. 024/2015	GAS L.P.	SISOPA	GAS PREMIO, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2015	P.A.S. 025/2015	GAS L.P.	SISOPA	SIBAGAS OPERADORA, S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 030/2015	GAS L.P.	SISOPA	GAS CHAPULTEPEC, S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 043/2015	GAS L.P.	SISOPA	KINO GAS DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 058/2015	GAS L.P.	SISOPA	CIA. HIDROGAS DE CUERNAVACA, S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 120/2015	GAS L.P.	SISOPA	GAS DE NANCHITAL, S.A.D E C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 135/2015	GASOLINAS	AMBIENTAL	MARVA ENERGETICOS, S.A. DE C.V.	Económica	50,954.0	0.05		X
2015	P.A.S. 136/2015	GASOLINAS	AMBIENTAL	MARVA ENERGETICOS, S.A. DE C.V.	Económica	170,891.9	0.17		X
2015	P.A.S. 141/2015	GASOLINAS	AMBIENTAL	SERVICIOS SAN NICOLAS, S.A. DE C.V.	Económica	1,254,252.5	1.25		X
2015	P.A.S. 145/2015	GASOLINAS	AMBIENTAL	EXPRESS POLAR, S.A. DE C.V.	Económica	980,142.0	0.98		X
2015	P.A.S. 146/2015	GAS L.P.	SISOPA	CENTRAL DE GAS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 149/2015	GASOLINAS	AMBIENTAL	SERVICIO FEKAR, S.A. DE C.V.	Económica	1,959,769.6	1.96		X
2015	P.A.S. 151/2015	GASOLINAS	AMBIENTAL	ANTONINO VAZQUEZ MORAN	Económica				X
2015	P.A.S. 159/2015	GASOLINAS	AMBIENTAL	GRUPO GASOLINERO ALFER, S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 162/2015	GAS L.P.	SISOPA	CALAFIA GAS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2015	P.A.S. 150/2015	GASOLINAS	AMBIENTAL	JOEL CUATEPITZI JUÁREZ	Económica	121,897.7	0.12		X
2016	P.A.S. 010/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	AUTOTRANSPORTES MÉXICO MELCHOR OCAMPO	Económica			X	
2016	P.A.S. 020/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	S.A. DE C.V. (AMMOSA)	Económica				X
2016	P.A.S. 021/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	SERVICIOS GASOLINEROS DE MEXICO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	P.A.S. 024/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	ENERGETICOS MUÑOZ, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	P.A.S. 024/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	MULTISERVICIO ALCARACES, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	P.A.S. 025/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	SUPER SERVICIO SOLEDAD, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	P.A.S. 026/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	SUPER SERVICIO SOLEDAD, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	P.A.S. 026/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	ESTACIÓN DE SERVICIO CAUCCEL, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	P.A.S. 027/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	HIDROCARBUROS GAS-OI, S.A. DE C.V.	Económica				X

Año	Expediente	Actividad	MATERIA	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto Deflactado	Monto recuperado en millones	Estatus	
								En proceso	Concluido
2016	P.A.S. 033/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	VALE SERVICIOS GASOLINEROS, S.A. DE C.V. SERVICIOS ECOLOGICOS KANASIN, S.A. DE C.V. C. REPRESENTANTE LEGAL Y/O PRPIETARIO Y/O POSEEDOR Y/O OCUPANTE DEL PREDIO UBICADO EN CALLE 58 NUMERO 602 ENTRE CALLES 65 Y 67 A COLONIA GRANJAS, C.P. 97370 C.P. 95370	Económica				X
2016	P.A.S. 038/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL		Económica			X	
2016	P.A.S. 081/2016	GAS NATURAL	AMBIENTAL	COMERCIALIZADORA METROGAS, S.A. DE C.V	Económica			X	
2016	P.A.S. 082/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	DESARROLLO NAUTICCO INTEGRAL, S.A. DE C.V. ALMACENADORA DE GAS WINDSTAR, S. DE R.L. DE C.V.	Económica / Medidas				X
2016	P.A.S. 083/2016	GAS L.P.	AMBIENTAL	GASOLINERA TECAMAC, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	P.A.S. 092/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	MEGA GASOLINERAS, S.A. DE C.V. "ESTACIÓN CAMPO VERDE"	Económica				X
2016	P.A.S. 193/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	MEGA GASOLINERAS, S.A. DE C.V. "ESTACIÓN EL MOJADO"	Económica	2,327.1	0.00		X
2016	P.A.S. 208/2016	GASOLINAS	SISOPA	GASOLINERA RENDIMAS DEL NOR, S.A. DE C.V.	Económica	38,770.1	0.04		X
2016	P.A.S. 322/2016	GASOLINAS	SISOPA	COMBUSTIBLES DE YUCATÁN, S.A. DE C.V.	Económica	38,770.1	0.04		X
2016	P.A.S. 335/2016	GAS L.P.	SISOPA	GAS DE TLALNEPANTLA, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	P.A.S. 336/2016	GAS L.P.	AMBIENTAL	GAS DE TLALNEPANTLA, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	P.A.S. 339/2016	GASOLINAS	SISOPA	M. DE LA LUZ CAMARENA PADILLA	Económica	38,770.1	0.04		X
2016	P.A.S. 342/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	GRUPO GASOLINERO EL JACAL, S.A.P.I. DE C.V.	Económica				X
2016	P.A.S. 345/2016	GAS L.P.	SISOPA	AZTECA GAS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2.1/159/2016	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIO SANTA ÚRSULA, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2.1/354/2016	GASOLINAS	SISOPA	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES DE LA COSTA CHICA, S.A. DE C.V.	Económica	38,770.1	0.04		X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2.1/398/2016	GASOLINAS	SISOPA	ORSAN DEL NORTE, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2.1/408/2016	GASOLINAS	SISOPA	GASOLINAS Y LUBRICANTES, S.A. DE C.V.	Económica	38,770.1	0.04		X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2.1/410/2016	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIO LOMAS DEL MIRADOR, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2.1/456/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	ESTACIÓN DE SERVICIO SAN RODRÍGO, S.A. DE C.V.	Económica	38,770.1	0.04		X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2.1/462/2016	GAS L.P.	SISOPA	SATÉLITE GAS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2.1/468/2016	GASOLINAS	SISOPA	GASOLINERIA DAFER, S.A. DE C.V.	Económica	38,218.0	0.04		X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2.1/0512/2016	GAS NATURAL	SISOPA	COMERCIALIZADORA METROGAS, S.A DE C.V.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2.1/016/2016				Económica				
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2.1/462-BIS/2016	GAS L.P.	SISOPA	MAJIGAS, S.A. DE C.V.				X	

Año	Expediente	Actividad	MATERIA	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto Deflactado	Monto recuperado en millones	Estatus	
								En proceso	Concluido
2016	P.A.S. 108/2016	GAS L.P.	SISOPA	SONIGAS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	P.A.S. 116/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	COMBUSTIBLES RIDORSA, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/355/2016	GASOLINAS	SISOPA	SERVI COPACABANA, S.A. DE C.V.	Económica	77,540.2	0.08		X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/486/2016	GAS L.P.	SISOPA	OPERADORA DE GAS CHIAPAS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/497/2016	GAS NATURAL	SISOPA	ASOCIACION DE COLONOS DE LA HERRADURA A.C.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/455/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	ESTACIÓN DE SERVICIOS SAN RODRÍGO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	P.A.S. 320/2016	GAS L.P.	SISOPA	MULTIGAS, S.A. DE C.V.	Económica	38,770.1	0.04		X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/099/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	SUPERSERVICIO DEL VALLE DEL ORIENTE, S.A. DE C.V.	Económica	27,139.1	0.03	X	
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/165/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	SERVICIO ADONIS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/417/2016	GAS L.P.	SISOPA	GASOMATICO, S.A. DE C.V. CILINDROS Y EQUIPOS PARA GAS DE CHIHUAHUA, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2016	P.A.S. 312/2016	GAS L.P.	SISOPA		Económica			X	
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/502/2016	GAS L.P.	AMBIENTAL	GAS CHIMALPA, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/043/2016	GAS L.P.	SISOPA	G.G. GAS S.A. DE C.V.	Económica			X	
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/548/2016	TRANSPORTE	SISOPA	GASOMATICO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/399/2016	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIOS GASOLINEROS DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/400/2016	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIOS GASOLINEROS DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/401/2016	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIOS GASOLINEROS DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/402/2016	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIOS GASOLINEROS DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2016	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/496/2016	GASOLINAS	AMBIENTAL	ENERGÉTICOS INTERNACIONALES, S.A. DE C.V.	Económica / Medidas			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/031/2017	GAS L.P.	AMBIENTAL	OZTOGAS, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/037/2017	GASOLINAS	AMBIENTAL	SEBASJAL, S.A. DE C.V.	Económica	43,824.0	0.04		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/040/2017	GAS L.P.	SISOPA	OZTOGAS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/041/2017	AUTODETERMINACIÓN	AMBIENTAL	DISTRIBUIDORA CHIHUAHUENSE DE GAS, S.A. DE C.V.	Económica	200,130.0	0.20		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/043/2017	TRANSPORTE	SISOPA	G.G. GAS, S.A. DE C.V.	Económica				X

Año	Expediente	Actividad	MATERIA	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto Deflactado	Monto recuperado en millones	Estatus	
								En proceso	Concluido
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/054/2017	GAS L.P.	AMBIENTAL	OMAR ESPINOZA VILLEGAS	Económica / Medidas				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/066/2017	GAS L.P.	SISOPA	LUIS GENARO ARVIZU ARELLANO	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/074/2017	GASOLINAS	AMBIENTAL	PETRO ON WHEELS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/082/2017	GASOLINAS	AMBIENTAL	CONSORCIO ENERGÉTICO SANTA JUANA	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/124/2017	GASOLINAS	AMBIENTAL	GASOLINERA JARDINES DE GRIJALVA, S.A. DE C.V.	Económica	218,921.0	0.22		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/194/2017	AUTODETERMINACIÓN	AMBIENTAL	COMPAÑÍA DE GAS DEL NORTE, S.A. DE C.V.	Económica	132,108.0	0.13		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/276/2017	GAS L.P.	AMBIENTAL	LORENZO JAVIER MEJÍA LEYVA	Económica	109,460.5	0.11		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/315/2017	GASOLINAS	SISOPA	ARREDONDO VILLANUEVA HERMANOS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/316/2017	GASOLINAS	SISOPA	CENTAURUS MOTOR, S.A. DE C.V.	Económica	37,745.0	0.04		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/324/2017	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIO PANORAMA, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/325/2017	GASOLINAS	SISOPA	ESTACIONES DE SERVICIO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/328/2017	GASOLINAS	SISOPA	ATENCIÓN RÁPIDA A CLIENTES TRES, S.A. DE C.V.	Económica	37,745.0	0.04		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/329/2017	GASOLINAS	SISOPA	MEGA GASOLINERA, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/335/2017	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIO FRANCISCO VILLA, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/369/2017	GAS L.P.	AMBIENTAL	CENTRAL DE GAS DE ACUÑA, S.A. DE C.V.	Económica / Medidas			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/395/2017	GAS L.P.	AMBIENTAL	CENTRAL DE GAS DE ACUÑA, S.A. DE C.V.	Económica / Medidas			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/396/2017	GASOLINAS	SISOPA	COLONOS LEGENDARIOS AUTOSERVICIO, S.A. DE C.V.	Económica	286,182.6	0.29		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/397/2017	GASOLINAS	SISOPA	PETRÓLEOS Y COMBUSTIBLES DEL CABO, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/400/2017	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIOS GASOLINEROS DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/420/2017	GASOLINAS	SISOPA	SERVICOM DE LA COSTA DEL PACÍFICO, S.A. DE C.V.	Económica	37,745.0	0.04		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/422/2017	GASOLINAS	SISOPA	CENTRO DE SERVICIOS SANTA FÉ, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/423/2017	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIO EXPRES DE BACHIGUALATO, S. DE R.L. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/426/2017	GASOLINAS	SISOPA	AUTO SERVICIOS HUMAYA, S.A. DE C.V.	Económica				X

Año	Expediente	Actividad	MATERIA	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto Deflactado	Monto recuperado en millones	Estatus	
								En proceso	Concluido
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/431/2017	GASOLINAS	SISOPA	GASOLINERA MEXICANA, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/435/2017	GASOLINAS	SISOPA	FLORENCIA IRENE LAGO ANCONA	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/709/2017	GASOLINAS	AMBIENTAL	GASOLINERA CENTENARIO, TX, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/735/2017	AUTODETERMINACIÓN	AMBIENTAL	GASERA INDUSTRIAL DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Económica	100,025.0	0.10		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/746/2017	GASOLINAS	SISOPA	MARÍA DEL CARMEN CERVANTES LÓPEZ	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/777/2017	GAS NATURAL	AMBIENTAL	ENERGÍA NATURAL PENINSULAR, SAPI, C.V.	Económica / Medidas	1,132,350.0	1.13		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/823/2017	TRANSPORTE	SISOPA	GAS DEL PACÍFICO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/838/2017	GASOLINAS	SISOPA	COMBU-EXPRESS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/842/2017	GASOLINAS	SISOPA	GASOLINERA ASTRA, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/877/2017	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIOS GASOLINEROS DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/922/2017	GASOLINAS	SISOPA	OPERADORAS DE GASOLINERAS DEL CENTRO, S.A. DE C.V.	Económica	37,745.0	0.04		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/924/2017	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIO PERC, S.A. DE C.V.	Económica	50,000.0	0.05		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/941/2017	AUTODETERMINACIÓN	AMBIENTAL	María Teresa Anaya Saavedra	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/1042/2017	GASOLINAS	SISOPA	SÚPER SERVICIO 18 DE MARZO, S.A. DE C.V.	Económica	37,745.0	0.04		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/1071/2017	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIOS GASOLINEROS DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/1076/2017	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIO DE ANZA, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/384/2017	GAS L.P.	AMBIENTAL	GAS DEL ATLÁNTICO, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/392/2017	TRANSPORTE	SISOPA	GASIPO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/674/2017	GAS L.P.	SISOPA	GAS URBANO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/751/2017	TRANSPORTE	SISOPA	GAS SILZA, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/798/2017	GASOLINAS	SISOPA	GASOLINERA EL MILENARIO AHUEHUETE, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/799/2017	GASOLINAS	AMBIENTAL	GASOLINERA EL MILENARIO AHUEHUETE, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/800/2017	GASOLINAS	AMBIENTAL	GASOLINERA EL MILENARIO AHUEHUETE, S.A. DE C.V.	Económica			X	

Año	Expediente	Actividad	MATERIA	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto Deflactado	Monto recuperado en millones	Estatus	
								En proceso	Concluido
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/831/2017	GAS NATURAL	SISOPA	SONIGAS, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/841/2017	GASOLINAS	SISOPA	FEMAL, S.A. DE C.V.	Económica	37,745.0	0.04		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/871/2017	GAS L.P.	SISOPA	GAS DE VERACRUZ MABARAK, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/940/2017	AUTODETERMINACIÓN	AMBIENTAL	Diesgas, S.A. de C.V.	Económica	37,745.0	0.11		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/942/2017	AUTODETERMINACIÓN	AMBIENTAL	Digepe, S.A. de C.V.	Económica	48,118.2	0.05		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/943/2017	AUTODETERMINACIÓN	AMBIENTAL	Servicios Huichapan, S.A. de C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/953/2017	TRANSPORTE	SISOPA	GAS IMPERIAL, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/1006/2017	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIOS DEL PUERTO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/1014/2017	GASOLINAS	SISOPA	Operadora Saguaro Baja, S.A. de C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/1022/2017	GAS NATURAL	SISOPA	GAS URIBE DE PUEBLA, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/1109/2017	TRANSPORTE	SISOPA	G.G. GAS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/1131/2017	AUTODETERMINACIÓN	AMBIENTAL	GASONERAS ECOLÓGICAS EN EL ESTADO DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/DSI VDC/5S.2.1/1223/2017	AUTODETERMINACIÓN	AMBIENTAL	DIESGAS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/DSI VDC/5S.2.1/1224/2017	AUTODETERMINACIÓN	AMBIENTAL	DIESGAS, S.A. DE C.V.	Económica				X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/DSI VDC/5S.2.1/1221/2017	AUTODETERMINACIÓN	AMBIENTAL	SERSI, S.A. DE C.V.	Económica	48,118.2	0.05		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/DSI VDC/5S.2.1/1222/2017	AUTODETERMINACIÓN	AMBIENTAL	SERSI, S.A. DE C.V.	Económica	48,118.2	0.05		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/DSI VDC/5S.2.1/1225/2017	AUTODETERMINACIÓN	AMBIENTAL	GAS DEL PACÍFICO, S.A. DE C.V.	Económica	106,795.0	0.11		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/1139/2017	GASOLINAS	SISOPA	GASOLINERA FAZA, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/1130/2017	GASOLINAS	SISOPA	SERVICIOS GASOLINEROS DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/1142/2017	GASOLINAS	SISOPA	DIESEL Y GASOLINA DE LA LAGUNA, S.A. DE C.V./ ENERGIA Y SERVICIOS COORDINADOS, S.A. DE C.V.	Económica	37,745.0	0.04		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/1124/2017	GASOLINAS	SISOPA	DIESEL Y GASOLINA DE LA LAGUNA, S.A. DE C.V./ ENERGIA Y SERVICIOS COORDINADOS, S.A. DE C.V.	Económica	72,017.5	0.07		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/5S.2 .1/1141/2017	GASOLINAS	SISOPA	DIESEL Y GASOLINA DE LA LAGUNA, S.A. DE C.V. / ENERGIA Y SERVICIOS COORDINADOS, S.A. DE C.V.	Económica	37,745.0	0.04		X

Año	Expediente	Actividad	MATERIA	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto Deflactado	Monto recuperado en millones	Estatus	
								En proceso	Concluido
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/1123/2017	GASOLINAS	SISOPA	DIÉSEL Y GASOLINA DE LA LAGUNA, S.A. DE C.V. Y/O ENERGIA Y SERVICIOS COORDINADOS, S.A. DE C.V.	Económica	48,917.5	0.05		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/1126/2017	GASOLINAS	SISOPA	DIÉSEL Y GASOLINA DE LA LAGUNA, S.A. DE C.V./ ENERGIA Y SERVICIOS COORDINADOS, S.A. DE C.V.	Económica	48,917.5	0.05		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/1122/2017	GAS L.P.	AMBIENTAL	MAMEME GAS, S.A. DE C.V.	Económica			X	
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/1220/2017	GAS L.P.	AMBIENTAL	CONTROL MOBILE S.O.S. S.A. DE C.V.	Económica	225,337.0	0.23		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/1228/2017	GAS L.P.	AMBIENTAL	GAS EL SOBRANTE, S.A. DE C.V.	Económica	138,793.2	0.14		X
2017	ASEA/UGSIVC/DGSIVC/55.2 .1/1226/2017	GAS L.P.	AMBIENTAL	SONIGAS, S.A. DE C.V.	Económica	138,793.2	0.14		X
TOTAL						8,491,154.2	8.56	34.0	122

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida mediante el oficio ASEA/UAF/DGRF/0418/2018, con fecha del 17 de septiembre de 2018.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

Año	Actividad	Materia	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto	Monto (Mdp)	Estado
2015	Extracción de Hidrocarburos	Ambiental	PEMEX Exploración y Producción	Medidas	0.0	0.0	Nulidad Lisa y Llana
2015	Extracción de Hidrocarburos	Ambiental	PEMEX Exploración y Producción	Medidas	0.0	0.0	Concluido
2015	Extracción de Hidrocarburos	Ambiental	PEMEX Exploración y Producción	Económica / Medidas	0.0	0.0	Nulidad Lisa y Llana
2016	Tratadora de Residuos	Ambiental	Reind Química, S. de R.L. de C.V.	Económica / Medidas	0.0	0.0	Concluido - Recurso de Revisión
2016	Tratadora de Residuos	Ambiental	Reind Química, S. de R.L. de C.V.	Económica / Medidas	0.0	0.0	Concluido - En Juicio de Nulidad
2016	Tratadora de Residuos	Ambiental	Ambiental y Energía Racional, S.A. de C.V.	Económica / Medidas	160,282.2	0.2	Concluido
2017	Transporte de Residuos Peligrosos	Ambiental	Proyectos Nacionales de Transporte, S. A. de C.V.	Económica / Medidas	201,500.0	0.2	Concluido
2017	Extracción de Hidrocarburos	Ambiental	PEMEX Exploración y Producción	Económica / Medidas	0.0	0.0	Concluido - En Recurso de Revisión
2017	Extracción de Hidrocarburos	Ambiental	PEMEX Exploración y Producción	Económica / Medidas		0.0	Concluido - En Juicio de Nulidad
2017	Tratadora de Residuos	Seguridad Operativa	Reind Química, S. de R.L. de C.V.	Económica	0.0	0.0	Concluido - En Recurso de Revisión
2017	Exploración de Hidrocarburos	Seguridad Operativa	Eni México, S. de R.L. de C.V.	Económica	0.0	0.0	En Proceso (Cumplimentación al Recurso de Revisión)
TOTAL					361,782.2	0.4	.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida mediante el oficio ASEA/UAF/DGRF/0418/2018, con fecha del 17 de septiembre de 2018.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

DIRECCIÓN GENERAL DE SUPERVISIÓN, INSEPCCIÓN Y VIGILANCIA DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE RECURSOS NO CONVENCIONALES TERRESTRES (DGSIVEERNCT),
2015-2017

Año	Actividad	Materia	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto recuperado	Monto en millones	Estado	
							En Proceso	Concluido
2015	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNO	N.A.	SIN INFORMACIÓN	
2016	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNO	N.A.	SIN INFORMACIÓN	
2017	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNO	N.A.	SIN INFORMACIÓN	
TOTAL						n.a.	n.a.	n.a.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida mediante el oficio ASEA/UAF/DGRF/0418/2018, con fecha del 17 de septiembre de 2018.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

DIRECCION GENERAL DE SUPERVISION, INSPECCION Y VIGILANCIAD DE OPERACIÓN INTEGRAL (DGSIVOI) 2015-2017

Año	Expediente	Actividad	Materia	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto recuperado	Monto recuperado (millones de pesos)	Estatus	
								Concluido	En proceso
2016	ASEA/USIVI/PVT/VV/00001-2016	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Ing. Ángel Sandoval Flores	Económica	38,961.2	0.04	X	
2016	ASEA/USIVI/PVT/VV/00002-2016	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Álvaro Pineda de la Rosa	Económica	Sin recuperar	0.00	X	
2016	ASEA/USIVI/PVT/VV/00003-2016	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Entidad de Verificación	Económica	77,922.3	0.08	X	
2016	ASEA/USIVI/PVT/VV/00004-2016	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Verificaciones Mexicanas S.A. de C.V.	Económica	77,922.3	0.08	X	
2016	ASEA/USIVI/PVT/VV/00005-2016	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Desarrollo, Tecnología y Planeación S.A. de C.V.	Económica	77,922.3	0.08	X	
2016	ASEA/USIVI/PVT/VV/00006-2016	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Verificaciones UNIVER S.A. de C.V.	Económica	Sin recuperar	0.00		X
2016	ASEA/USIVI/PVT/VV/00007-2016	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Verificaciones del País S.A. de C.V.	Económica	Sin recuperar	0.00		X
2016	ASEA/USIVI/PVT/VV/00008-2016	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Compañía de Inspección, Mexicana S.A. de C.V.	Económica	Sin recuperar	0.00		X
2016	ASEA/USIVI/PVT/VV/00009-2016	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Ingenieros Especialistas en Mantenimiento Industrial S.A. de C.V.	Económica	Sin recuperar	0.00		X
2016	ASEA/USIVI/PVT/VV/00001-0-2016	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Eliseo Israel Benitez Tovar S.A. de C.V.	Económica	38,770.1	0.04	X	
2017	ASEA/USIVI/PVT/VV/00001-2017	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	José Feliciano Martín Díaz de León	Económica	36,520.0	0.04		X
2017	ASEA/USIVI/PVT/VV/00002-2017	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Hugo Nicolás González Reyes	Económica	Sin recuperar	0.00	X	

Año	Expediente	Actividad	Materia	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto recuperado	Monto recuperado (millones de pesos)	Estatus	
								Concluido	En proceso
2017	ASEA/USIVI/PVT/VV/00003-2017	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Rubén Ruiz Ruiz	Económica	37,745.0	0.04	X	
2017	ASEA/USIVI/PVT/VV/00004-2017	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Rodolfo Ibáñez Huizar	Económica	37,745.0	0.04	X	
2017	ASEA/USIVI/PVT/VV/00007-2017	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Isidro Serratos Ramírez	Económica	Sin recuperar	0.00	X	
2017	ASEA/USIVI/PVT/VV/00009-2017	Verificación de Terceros	Seguridad Operativa y Seguridad Industrial	Juan Carlos Benítez Tovar	Económica	Sin recuperar	0.00	X	
TOTAL						423,508.3	0.4	11	5

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida mediante el oficio ASEA/UAF/DGRF/0418/2018, con fecha del 17 de septiembre de 2018.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

DIRECCION GENERAL DE SUPERVISION, INSPECCION Y VIGILANCIA DE PROCESOS INDUSTRIALES (DGSIVPI), 2015-2017

Año	Actividad	Materia	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto recuperado	Estado	
						En Proceso	Concluido
2015	Refinería	Ambiental	Pemex Transformación Industrial	Medidas	No aplica		Concluido
2015	Refinación	Ambiental	Pemex Transformación Industrial	Económica / Medidas	Pendiente		Concluido (juicio de nulidad)
2015	Refinación	Ambiental	Pemex Transformación Industrial	Económica / Medidas	Pendiente		Concluido (juicio de nulidad)
2015	Refinación	Ambiental	Pemex Transformación Industrial	Económica / Medidas	Pendiente		Concluido (juicio de nulidad)
TOTAL					n.a.	n.a.	4

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida mediante el oficio ASEA/UAF/DGRF/0418/2018, con fecha del 17 de septiembre de 2018.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

DIRECCION GENRAL DE INSPECCION, SUPERVISION Y VIGILANCIA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO (DGSIVTA), 2015-2017

Año	Actividad	Materia	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto recuperado	Monto recuperado (Millones de pesos)	Estado	
							En proceso	Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Caessa Transportaciones, S.A. de C.V.	Absolutoria	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Absolutoria	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Absolutoria	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Medidas	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Gas y Petroquímica Básica, Agroindustrias del Balsas y Gilbu Construcciones	Económica / Medidas	6,942,672.51	6.9		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Transportes Especializados Antonio Garza Ruiz, S.A. de C.V.	Absolutoria	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Absolutoria	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Especialiquidados, S.A. de C.V.	Absolutoria	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Medidas	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Medidas	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Medidas	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Medidas	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Económica / Medidas	0	0		Concluido (Juicio de Nulidad)
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Medidas	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Absolutoria	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Absolutoria	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Medidas	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Absolutoria	0	0		Concluido

Año	Actividad	Materia	Entidad Sancionada	Tipo de Sanción	Monto recuperado	Monto recuperado (Millones de pesos)	Estado	
							En proceso	Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Refinación	Medidas	0	0		Concluido
2015	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Petro Express del Norte, S.A. de C.V.	Absolutoria	0	0		Concluido
2016	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Gasoducto de Aguprieta, S. de R.L. de C.V.	Económica / Medidas	520,917.22	0.5		Concluido
2017	Transporte y Almacenamiento	Visita de Inspección en Materia Ambiental	Pemex Logística	Medidas	0	0		Concluido
TOTAL					7,463,589.73	7.5	0	22

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida mediante el oficio ASEA/UAF/DGRF/0418/2018, con fecha del 17 de septiembre de 2018.

NOTA: Las cifras se encuentran deflactadas a precios de 2017.

ANEXO XV

MATRIZ PARA EVALUAR LA GOBERNANZA DE PEMEX, EN MATERIA DE GOBIERNO CORPORATIVO, 2017

DIRECTRICES DE LA OCDE		
I) Razones que justifican la propiedad pública		
		A 2017, PEMEX, contó con el Manual de Organización de Estructura Básica y Organismos Subsidiarios, en el cual se establecieron la misión, objetivos estratégicos, visión, líneas de acción y propósito que justifican a la empresa, con la finalidad maximizar el bienestar de la ciudadanía; asimismo, fomentó el acceso abierto, la operación eficiente y la competencia en los sectores en los que participó, y dispuso de la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño, encargada de dirigir y alinear la planeación estratégica institucional, la programación operativa y la evaluación del desempeño operativo y de negocio de PEMEX, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales.
II) El papel del Estado como propietario		
		PEMEX, como empresa responsable de la exploración, producción, transformación industrial, logística y comercialización, en materia de hidrocarburos, establece en su Plan de Negocios que, derivado de la Reforma Energética de 2013, utiliza los instrumentos de focalización del negocio en actividades estratégicas, alianzas, asociaciones, eficiencia y eficacia corporativa. Además, acreditó que utilizó actas en las que los integrantes del Consejo de Administración no presentaran conflicto de intereses que interfiriera con el debido y correcto desempeño de sus funciones desde su instalación hasta el 2017; además, estableció políticas y lineamientos para determinar el factor de rentabilidad con base en el cual PEMEX y sus Empresas Productivas Subsidiarias participarán en los concursos para la adjudicación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos; así como lineamientos para la constitución de Fideicomisos relacionados con los contratos de exploración y extracción celebrados entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y PEMEX Exploración y Producción e instauró las políticas y lineamientos para el desarrollo de la debida diligencia en PEMEX, sus EPS y, en su caso, Empresas Filiales, en Materia de Ética e Integridad Corporativa; asimismo, se verificó la instauración de mecanismos de información que hicieran posible el seguimiento de políticas de divulgación, por medio de su portal aplicativo y mediante correos electrónicos dirigidos al personal de las diversas áreas; además, PEMEX contó con la fiscalización y la evaluación del desempeño de sus actividades.
III) Las empresas públicas en el mercado		
		PEMEX, instauró el documento titulado Visión de Negocios, el cual menciona que es una EPE en transición y no una empresa privada, por lo que se enfrenta a precios regulados; garantías implícitas de abasto sobre todo en petrolíferos de venta al público; es el mayor contribuyente a la Hacienda Pública y su balance se consolida con el del sector público; es un monopolio con regulación asimétrica; tiene un régimen fiscal y laboral especial.
IV) Tratamiento equitativo de los accionistas y otros inversores		
n.a.		PEMEX, en términos de la Ley de Petróleos Mexicanos, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, es una empresa productiva del Estado, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios y goza de autonomía técnica, operativa y de gestión, por lo que no cuenta con capital social y, por consiguiente, no tiene accionistas.
V) Relaciones con actores interesados y responsabilidad empresarial		
		PEMEX, contó con un código de ética que incluye principios que rigen la actuación de quienes lo conforman; además, estableció un mecanismo de coordinación y comunicación para la atención, asesoría y canalización de quejas y denuncias sobre posibles infracciones que contravengan los principios, directrices, valores o comportamientos establecidos en los Códigos de Ética o Conducta, e implementó acciones de mitigación y los principales riesgos a los que se enfrenta; no obstante, no se identificó que PEMEX supervisara dichos métodos de control.

DIRECTRICES DE LA OCDE	
VI) Divulgación y transparencia	
	Se verificó que, PEMEX difundió la información financiera y no financiera relevante con base en el Plan de Negocios; además de la documentación empresarial referente a la situación y perspectiva financiera, en los apartados siguientes: Plan de ajuste. Fortalecimiento del balance financiero. Mayor acceso a los mercados financieros y manejo activo de la deuda. Asimismo, en el Planteamiento Estratégico Institucional, PEMEX determinó los objetivos de las EPS y su cumplimiento. En el Informe Anual 2017 de las Empresas Filiales de Petróleos Mexicanos y de sus EPS, se establecieron los resultados financieros y de explotación de la empresa, así como su estructura. Además, se verificó que, por medio del Acta de Sesión de Instalación del 7 de octubre de 2014, se celebró la instauración del Consejo de Administración de PEMEX. En su portal electrónico, se encuentran disponibles los estados financieros consolidados por los años terminados el 31 de diciembre, correspondientes al periodo 2015-2017 e informe de los auditores independientes de PEMEX, EPS y compañías subsidiarias. El Consejo de Administración por medio del Acuerdo CA-117/2014 del 7 de noviembre de 2014, aprobó las Políticas para la revelación del resguardo y protección de la información, las cuales permiten establecer mecanismos que permitan la adecuada protección y difusión de la información.
VII) Las obligaciones de los Consejos de Administración de las empresas públicas	
	PEMEX, contó con una misión, visión, metas y objetivos institucionales; además, el Consejo de Administración aprobó las Políticas y los Lineamientos Generales de Administración de Riesgos Financieros; así como la aprobación del Plan de Negocios y de los proyectos y programas de inversión. Asimismo, el Director General propuso al Consejo de Administración las modificaciones al Estatuto Orgánico. Se constató que el Consejo de Administración modificó las Reglas de Operación y Funcionamiento del Consejo de Administración de PEMEX. No obstante, no se contó con la evidencia documental que acredite que el Consejo de Administración, designó, a propuesta del Director General, al Coordinador de Distribución, al Jefe de Unidad de Finanzas y al Jefe de Unidad de Asuntos Jurídicos; además, no se acreditó que los Consejeros actuaron con imparcialidad, y en beneficio y el mejor interés de PEMEX; asimismo, no se pudo verificar que dicho Consejo elaborara propuestas, formulara recomendaciones y emitiera opiniones en materia de auditoría, evaluación y desempeño financiero y operativo, así como la revisión de los informes financieros de PEMEX, ni que el Comité de Auditoría comunicará al Consejo las diferencias de opinión o criterio entre la administración de PEMEX y el Comité. Respecto a esto último, la entidad evaluada informó que: - El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, dentro de las funciones establecidas en el artículo 13 de la Ley de Petróleos Mexicanos, tiene la de nombrar y remover a propuesta del Director General, a los directivos de Petróleos Mexicano que ocupen cargos en las dos jerarquías inmediatas inferiores a aquél, esto es, aprueba los nombramientos de los Directores Generales de la Empresas Productivas Subsidiarias, de los Directores Corporativos de Petróleos Mexicanos, y de los Subdirectores tanto de Petróleos Mexicanos como de las Empresas Productivas Subsidiarias, por lo que no es obligación del Consejo de Administración la designación de funcionarios de otros niveles o jerarquías. - Que la Ley de Petróleos Mexicanos en su artículo 18 establece: “Los servidores públicos que sean miembros del Consejo de Administración actuarán con imparcialidad y en beneficio y el mejor interés de Petróleos Mexicanos, separando en todo momento los intereses de la Secretaría de Estado, dependencia o entidad a la que pertenezcan, por lo que no se entenderá que realizan sus funciones o votan en su representación.”, esto es, un mandato de ley de estricto cumplimiento para el Consejero, ya que es su obligación el cumplir con la imparcialidad que la ley le demanda, sin que sea posible que el propio Consejo de Administración juzgue la actuación de alguno de sus miembros, máxime que los Consejeros tienen la facultad de emitir votos a favor o en contra respecto de los temas que son presentados en cada sesión, por lo que las actas son el único medio en el que se plasma la actuación de un Consejero. - El tema de Vigilancia y Auditoría, se encuentra establecido en el artículo 50 de la Ley de Petróleos Mexicanos, en donde se establece que será realizada por el Comité de Auditoría, la Auditoría Interna y el Auditor Externo, asimismo en el artículo 51 de la misma ley se establece como función del Comité de Auditoría la de dar seguimiento a la gestión de Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, revisar la documentación concerniente a la evaluación del desempeño financiero y operativo -general y por funciones- de la empresa, así como presentar al Consejo de Administración los informes relacionados con éstos temas. - Asimismo, se señala que el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos tiene la función de aprobar anualmente, previa opinión favorable del Comité de Auditoría sobre el dictamen de los auditores externos, los estados financieros de Petróleos Mexicanos (fracción VI, del artículo 13 de la Ley de Petróleos

DIRECTRICES DE LA OCDE		
		Mexicanos), por lo que en la sesión 926 Ordinaria celebrada el 17 de abril de 2018, aprobó los estados financieros consolidados dictaminados de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias, correspondientes al ejercicio fiscal 2017, elaborados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera. Finalmente, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos no recibió documento por parte del Comité de Auditoría en el que comunicara diferencias, toda vez que no existieron diferencias de opinión o criterio, por lo que no se reportó nada al Consejo de Administración.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con información proporcionada por Petróleos Mexicanos.

N.a. No aplica.
 No implementado
 En formación
 En desarrollo
 Optimizado

Anexo XVI

INFRAESTRUCTURA PETROLERA, DIVIDIDA POR ZONA, 2017

NORTE	SUR	MARINA NORESTE	MARINA SUROESTE
Activos			
Burgos Poza Rica -Altamira Aceite Terciario del Golfo Veracruz	Cinco presidentes Bellota Jujo Macuspana Muspac Samaria Luna	Cantarell Kuu-Maloob-Zaap	Litoral de Tabasco Abkatún
Complejos petroquímicos			
Ciudad Camargo Reynosa Escolín San Martín Texmelucan	Cosoleacaque Pajaritos Morelos La Cangrejera		
Complejos Procesadores de Gas			
Burgos Reynosa Arenque Poza Rica Matapionche	La venta Cactus Nuevo Pemex Cd. Pemex		
Refinerías			
Ing. Héctor Rafael Lara sosa Francisco I. Madero Miguel Hidalgo Ing. Antonio M. Amor	General Lázaro Cárdenas Ing. Antonio Dovalí Jaime		
Terminales de almacenamiento y reparto			
Magdalena de Quino Mexicali Rosarito Ensenada La paz Nogales Cananea Ciudad Juárez Hermosillo Chihuahua Sabinas Nuevo Laredo Guaymas Ciudad Obregón Navojoa Parral Monclova Gómez Palacio Los Mochis Topolobampo Guamuchil Culiacán Mazatlán Foránea Ruiz Tepic Manzanillo Colima Tierra Blanca Bajos de la Gallega Veracruz Reynosa Zamora Uruapan El Castillo Guadalajara	Mérida Campeche Villahermosa Pajaritos Minatitlán Tuxtla Gutiérrez Arriaga Tapachula Salina Cruz Oaxaca Acapulco Lázaro Cárdenas	Progreso	

NORTE	SUR	MARINA NORESTE	MARINA SUROESTE
Aguascalientes San Luis Potosí Zacatecas León Dolores Irapuato Salamanca Celaya Querétaro Morelia Puebla Pachuca Tula Iguala Toluca Morelos Cuautla Cuernavaca Sur México (Barranca del muerto) Oriente México (Anil) De Esp. y Lub. México Azcapotzalco San Juan Ixhuatepec Poza Rica Tehuacán Escámela Perote Jalapa Ciudad Madero Ciudad Valles Ciudad Mante Ciudad Victoria Mathuala Saltillo Cadereyta Monterrey (San Rafael) Durango Foránea Mayoreo frontera			
Terminales marítimas			
Guaymas Madero Tuxpan	Salina Cruz Pajaritos		

FUENTE: Elaborado por la ASF con información del portal oficial de Pemex disponible en:
<http://www.pemex.com/nuestro-negocio/infraestructura/Paginas/default.aspx>

Anexo XVII

PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN

Proyectos de interconexión	Sistema o infraestructura con la que se conecta	Ubicación	Capacidad de interconexión (mmpcd)	Periodo estimado de inicio de operación	Estatus	Desarrollador
Monte grande	Sur de Texas - Tuxpan	Tuxpan (Veracruz)	500	oct-18	En desarrollo	IMG
El Encino	El Encino - La Laguna	El Encino (Chihuahua)	70	oct-18	En desarrollo	Fermaca
Guadalajara	Villa de Reyes - Aguascalientes - Guadalajara	Zapotlanejo (Jalisco)	200	oct-19	En planeación	Fermaca
Pajaritos	FSRU	Coatzacoalcos	390	2018	En planeación	PEMEX-TRI
Mayakan	G. Mayakan	Reforma (Chiapas)	350	dic-19	En planeación	ENGIE

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la tercera revisión de Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019.

PROYECTOS INDICATIVOS A CUENTA Y RIESGO DE PARTICULARES

Proyecto	Estado beneficiado	Capacidad (mmpcd)	Periodo estimado de inicio de operación
Hub Kinder Morgan Monterrey	Nuevo León	200	2019
Libramiento Reynosa	Tamaulipas	350	2020
Libramiento Juárez	Chihuahua	35	2020
Expansión Arguelles	Tamaulipas	150	2019
Suministro a Quintana Roo	Quintana Roo	En función de la temporada abierta que se realice entre 2019 y 2020	

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la tercera revisión de Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019.

PROYECTOS A DESARROLLAR POR EL CENAGAS (EN SU CARÁCTER DE TRANSPORTISTA)

Proyecto	Ubicación	Adecuación	Periodo estimado de inicio de operación
Estación de comprensión Pátzcuaro	Michoacán	En fase de planeación	2019-2020
Estación de comprensión Cempoala	Veracruz	Reconfiguración de flujo, norte-sur	

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la tercera revisión de Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019.

Anexo XVIII

Comentarios a las principales variaciones en el estado de situación financiera
al 31 de diciembre de 2016 y 2017.
(cifras en millones de pesos)

Activo

Cuentas por cobrar

Las cuentas por cobrar incrementaron en 48,133 (39.2%) al pasar de 122,512 al 31 de diciembre de 2013 a 170,645 al 31 de diciembre de 2017, se explica principalmente por lo siguiente:

- Incremento en cuentas por cobrar a clientes nacionales por 21,409 derivado del incremento en los precios de los productos, incremento en clientes del extranjero por 8,092 como consecuencia de la depreciación del peso contra el dólar y un incremento en deudores diversos por 16,636 por reembolsos pendientes de gastos aduanales.

Activos financieros disponibles para la venta

Los activos financieros disponibles para la venta disminuyeron en 16,673 (94.0%) al pasar de 17,729 al 31 de diciembre de 2013 a 1,056 al 31 de diciembre de 2017, se explica principalmente por lo siguiente:

- Los activos que se tenían al 31 de diciembre de 2013 correspondían a la inversión en acciones de Repsol, las cuales fueron vendidas en junio de 2014 y octubre de 2017 por lo que al 31 de diciembre de 2017 no se tiene esta inversión. El saldo que se muestra por este concepto al 31 de diciembre de 2017 corresponde a la inversión en dos compañías asociadas TAG Norte Holding y TAG Pipelines Sur por las que se ha considerado un plan de venta en 2018.

Instrumentos Financieros derivados

El activo por instrumentos financieros derivados incrementó en 23,371 (346.6%) al pasar de 6,742 al 31 de diciembre de 2013 a 30,113 al 31 de diciembre de 2017, se explica principalmente por lo siguiente:

- Incremento en el valor razonable de los cross-currency Swaps causado por la depreciación del dólar de los Estados Unidos de América frente a las divisas sobre las que PEMEX se cubre

en el ejercicio 2017, así como por la contratación de las Opciones de Divisas. Cabe señalar que al 31 de diciembre de 2017 se tenía un mayor saldo de deuda en monedas distintas al dólar.

Documentos por cobrar a largo plazo

Los documentos por cobrar a largo plazo muestran un incremento de 148,493 (100.0%) y se explica por lo siguiente:

- Pagars emitidos por el Gobierno Federal en 2016 como parte de la asunción de las obligaciones de pago en relación con las pensiones y planes de jubilación.

Impuestos diferidos

El activo por impuestos diferidos incrementó en 143,699 (5,764.1%) al pasar de 2,493 al 31 de diciembre de 2013 a 146,192 al 31 de diciembre de 2017, se explica principalmente por lo siguiente:

- Reconocimiento de la diferencia temporal por la provisión de beneficios a empleados en Corporativo en el ejercicio 2015, al reconocimiento a partir del ejercicio 2016 del Derecho a la Utilidad Compartida Diferido generado en PEP y al reconocimiento de pérdidas fiscales pendientes por amortizar en algunas EPS. Lo anterior debido a las modificaciones fiscales a partir del ejercicio 2015.

Pasivo

Deuda a corto plazo

La deuda a corto plazo incrementó en 66,532 (73.4%) al pasar de 90,677 al 31 de diciembre de 2013 a 157,209 al 31 de diciembre de 2017, se explica principalmente por lo siguiente:

- Nuevos financiamientos y la variación cambiaria, ya que el tipo de cambio del dólar contra el peso incrementó en 51.3% al 31 de diciembre de 2017 comparado contra el 31 de diciembre de 2013 de 19.7867 y 13.0765 respectivamente.

Proveedores

Los proveedores incrementaron en 33,210 (31.1%) al pasar de 106,745 al 31 de diciembre de 2013 a 139,955 al 31 de diciembre de 2017, se explica principalmente por lo siguiente:

- Mayores pasivos exigibles por proyectos realizados al cierre del ejercicio 2017.

Impuestos por pagar

Los impuestos por pagar incrementaron en 9,716 (23.5%) al pasar de 41,289 al 31 de diciembre de 2013 a 51,005 al 31 de diciembre de 2017, se explica principalmente por lo siguiente:

- Mayor Derecho a la Utilidad Compartida por pagar al cierre del ejercicio de 2017, cabe mencionar que este impuesto entró en vigor como resultado de las modificaciones fiscales como parte de la Reforma Energética en 2015.

Cuentas y gastos acumulados por pagar

Las cuentas y gastos acumulados por pagar incrementaron en 9,016 (63.5%) al pasar de 14,195 al 31 de diciembre de 2013 a 23,211 al 31 de diciembre de 2017, se explica principalmente por lo siguiente:

- Mayores anticipos recibidos de clientes e incremento en acreedores diversos.

Instrumentos financieros derivados

Los instrumentos financieros derivados incrementaron en 11,462 (182.4%) al pasar de 6,284 al 31 de diciembre de 2013 a 17,746 al 31 de diciembre de 2017, se explica principalmente por lo siguiente:

- Esta variación se debe al incremento en el valor de los cross-currency Swaps, causado por la apreciación del dólar de los EE.UU. con respecto a las divisas que se están cubriendo, este efecto hasta el 31 de diciembre de 2016.

Deuda a largo plazo

La deuda a largo plazo incrementó en 1,130,103 (150.5%) al pasar de 750,563 al 31 de diciembre de 2013 a 1,880,666 al 31 de diciembre de 2017, se explica principalmente por lo siguiente:

- Nuevos financiamientos y la variación cambiaria, ya que el tipo de cambio del dólar contra el peso incrementó al 31 de diciembre de 2017 comparado contra el 31 de diciembre de 2013 de 19.7867 y 13.0765 respectivamente.

Beneficios a empleados

El pasivo por beneficio a los empleados incrementó en 139,228 (12.4%) al pasar de 1,119,208 al 31 de diciembre de 2013 a 1,258,436 al 31 de diciembre de 2017, se explica principalmente por lo siguiente:

- Este aumento corresponde al reconocimiento del costo neto de periodo y las ganancias y/o pérdidas actuariales, disminuido por las aportaciones realizadas al Fondo Laboral PEMEX-FOLAPE (Activos del Plan) y los pagos efectuados por concepto de los servicios médicos y hospitalarios otorgados a los jubilados y sus beneficiarios, así como a los pensionados post-mortem.

Impuestos diferidos

El pasivo por impuestos diferidos disminuyó en 22,806 (84.3%) al pasar de 27,059 al 31 de diciembre de 2013 a 4,254 al 31 de diciembre de 2017, se explica principalmente por lo siguiente:

- La cancelación del Impuestos a los Rendimientos Petroleros diferido y al registro del Impuesto Sobre la Renta diferido atendiendo las modificaciones en la legislación a partir del 1 de enero de 2015.

Otros pasivos

Otros pasivos no circulantes incremento en 6,789 (91.7%) al pasar de 7,405 al 31 de diciembre de 2013 a 14,194 al 31 de diciembre de 2017, se debe al incremento de otros créditos diferidos a largo plazo.

Patrimonio

El patrimonio negativo aumentó en 1,317,106 (711.0%), al pasar de 185,246 al 31 de diciembre de 2013 a 1,502,352 al 31 de diciembre de 2017, y se explica principalmente por lo siguiente:

- Las pérdidas generadas por los ejercicios 2014 al 2017 las cuales ascienden a un monto de 1,450,106, así como en los otros resultados integrales por 37,356, compensado con un incremento neto en los certificados de aportación "A" y las aportaciones de gobierno federal por 170,356.

Comentarios a las principales variaciones en los estados consolidados del resultado integral por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2013
(cifras en millones de pesos)

Ventas Totales

Las ventas totales disminuyeron en 211,175 (13.1%) al pasar de 1,608,205 al 31 de diciembre de 2013 a 1,397,030 al 31 de diciembre de 2017 se explica principalmente por lo siguiente:

- Disminución en las ventas nacionales por 32,828 debido principalmente a una baja en el volumen comercializado de productos destacando la gasolina magna, diésel, combustóleo y gas licuado.
- Disminución en las ventas de exportación por 179,139 como consecuencia de la baja en el precio promedio de la mezcla mexicana que pasó de 98.54 dólares por barril al 31 de diciembre de 2013 a 47.27 dólares por barril al 31 de diciembre de 2017.
- Incremento en los ingresos por servicios de 792.

Deterioro

El incremento en el deterioro de activos fijos por 125,836 (491.4%) al pasar de 25,609 al 31 de diciembre de 2013 a 151,445 al 31 de diciembre de 2017, se debe principalmente a:

- Reconocimiento en las EPS de PEP por 129,350, PTRI por 15,952, PRO AGRO por 4,206 y Pemex Fertilizantes por 1,935 al 31 de diciembre de 2017 por una disminución en la producción y en consecuencia en los ingresos de los proyectos Cantarell, Aceite Terciario del Golfo, Crudo Ligero Marino, Antonio J. Bermudez y Tzimin Xux así como por la depreciación del dólar contra el peso. Cabe mencionar que con motivo de la baja del precio de la mezcla mexicana al 31 de diciembre de 2015 se ha presentado este efecto de forma importante.

Costo de Ventas

El incremento en el costo de ventas por 190,199 (23.3%) al pasar de 814,006 al 31 de diciembre de 2013 a 1,004,205 al 31 de diciembre de 2017, se debe principalmente a:

- Incremento en 63,900 en impuestos y derechos de las actividades de exploración y extracción, éstos impuestos y derechos comienza a partir del ejercicio 2015.
- Incremento en el costo de ventas de las compañías subsidiarias en 16,147 como consecuencia del incremento en los precios de los hidrocarburos.
- Incremento en 139,056 en compras de productos de importación debido al incremento en el volumen de los productos importados principalmente gasolinas y diésel para satisfacer la demanda nacional.
- Disminución en el costo neto del periodo por 19,510 por las modificaciones al plan de pensiones realizado en 2015.

Otros Ingresos y Gastos

La disminución en otros ingresos neto de 84,962 (94.2%) al pasar de 90,136 al 31 de diciembre de 2013 a 5,174 al 31 de diciembre de 2017, se debe principalmente a:

- La disminución en el reconocimiento de los ingresos derivados de la tasa negativa de IEPS, dicho concepto fue reconocido hasta el ejercicio de 2015.

Resultado financiero neto

El incremento en el resultado financiero neto por 70,627 (228.9%) al pasar de un gasto de 30,851 al 31 de diciembre de 2013 a un gasto de 101,478 al 31 de diciembre de 2017, se debe principalmente a:

- El incremento de los intereses a nuestro cargo por 78,057, por mayores captaciones de deuda y a un tipo de cambio del dólar contra el peso mayor al 31 de diciembre de 2017 comparado contra el 31 de diciembre de 2013 de 19.7867 y 13.0765 respectivamente.
- El incremento de 7,430 en los intereses a nuestro favor, se debe a productos financieros por inversiones en valores y a intereses devengados derivados de los pagarés emitidos por el Gobierno Federal como parte de la asunción de las obligaciones de pago en relación con las pensiones y planes de jubilación.

Instrumentos financieros derivados

El incremento en la utilidad por instrumentos financieros derivados por 24,028 (1,833%) al pasar de 1,311 al 31 de diciembre de 2013 a 25,339 al 31 de diciembre de 2017, se debe principalmente a:

- El movimiento de las variables de mercado involucradas en la valuación del valor razonable, entre las que se encuentra la depreciación del dólar de los Estados Unidos de América frente a las divisas sobre las que PEMEX se cubre.

Rendimiento en Cambios, neto

El incremento en el rendimiento en cambios neto por 27,135 (687.8%) al pasar de una pérdida de 3,951 al 31 de diciembre de 2013 a un rendimiento de 23,184 al 31 de diciembre de 2017, se debe principalmente a:

- La variación apreciación del peso contra el dólar comparando el tipo de cambio de diciembre de 2017 respecto de diciembre 2016 la cual fue de 0.8773 pesos por dólar (4.2%); comparado contra una depreciación del peso contra el dólar comparando el tipo de cambio de diciembre de 2013 respecto de diciembre de 2012 la cual fue de 0.0663 pesos por dólar (0.5%).

Impuestos y Derechos

La disminución en los impuestos y derechos por 531,916 (61.5%) al pasar de 864,896 al 31 de diciembre de 2013 a 332,980 al 31 de diciembre de 2017, se debe principalmente a:

- A la disminución en los precios promedio de venta del crudo, que junto con la producción son la base del cálculo de los derechos, dicho precio pasó de 98.54 dólares por barril al 31 de diciembre de 2013 a 47.27 dólares por barril al 31 de diciembre de 2017.

Otros resultados integrales

La disminución en la utilidad en otros resultados integrales por 242,764 (95.5%) al pasar de 254,270 al 31 de diciembre de 2013 a 11,506 al 31 de diciembre de 2017, se debe principalmente a:

- La disminución de las ganancias actuariales se explica por el efecto de las tasas de descuento aplicadas en los estudios correspondientes y de rendimiento de los activos del plan.