



# IMPLEMENTACIÓN DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN MATERIA DE GAS NATURAL

Libro Blanco  
2 0 1 8

## CONTENIDO

|                                                         |    |
|---------------------------------------------------------|----|
| I. Presentación.....                                    | 1  |
| II. Fundamento legal y objetivo del libro blanco .....  | 10 |
| III. Antecedentes .....                                 | 11 |
| IV. Marco normativo .....                               | 24 |
| V. Vinculación con el Plan Nacional de Desarrollo ..... | 26 |
| VI. Síntesis ejecutiva .....                            | 31 |
| VII. Acciones realizadas.....                           | 34 |
| VIII. Seguimiento y control.....                        | 55 |
| IX. Resultados, beneficios e impactos .....             | 61 |
| X. Resumen ejecutivo .....                              | 69 |
| XI. Anexos .....                                        | 71 |

## **I. Presentación**

La reforma constitucional en materia energética es una profunda transformación para enfrentar los retos de la industria de hidrocarburos en el siglo XXI. Para resolver problemas estructurales que ponían en riesgo las finanzas públicas y la seguridad energética del país, la reforma establece una nueva organización industrial abierta a la competencia desde la exploración y producción de hidrocarburos, hasta la transformación, almacenamiento, transporte y comercialización de combustibles esenciales para todas las actividades de la población. La primera tarea ha sido crear un marco institucional y regulatorio fortalecido, para definir claramente derechos y obligaciones, hacer cumplir las reglas, y operar con transparencia y rendición de cuentas. El objetivo es atraer inversiones que permitan modernizar el sector y elevar la productividad, mediante la creación de mercados abiertos y con competencia.

El monopolio estatal de la industria petrolera fue parte integral del México del siglo XX y contribuyó al desarrollo del país. Sin embargo, en la víspera de la reforma en 2012 los signos del agotamiento del modelo habían sido evidentes por varios años. Las reservas y producción de hidrocarburos caían de forma acelerada, la productividad de las refinerías estaba estancada o en declive, mientras la demanda de energía aumentaba, llevando a un incremento constante de las importaciones de gas natural y productos refinados en los quince años previos. Dado que PEMEX era la única compañía que podía realizar todas las actividades de la industria petrolera, sin importar las restricciones financieras, operativas o tecnológicas a las que estuviera sujeta, continuar con el modelo significaba profundizar las dificultades del sector. Esto ponía en riesgo las finanzas del país, la seguridad energética y la continuidad de los procesos productivos de toda la economía.

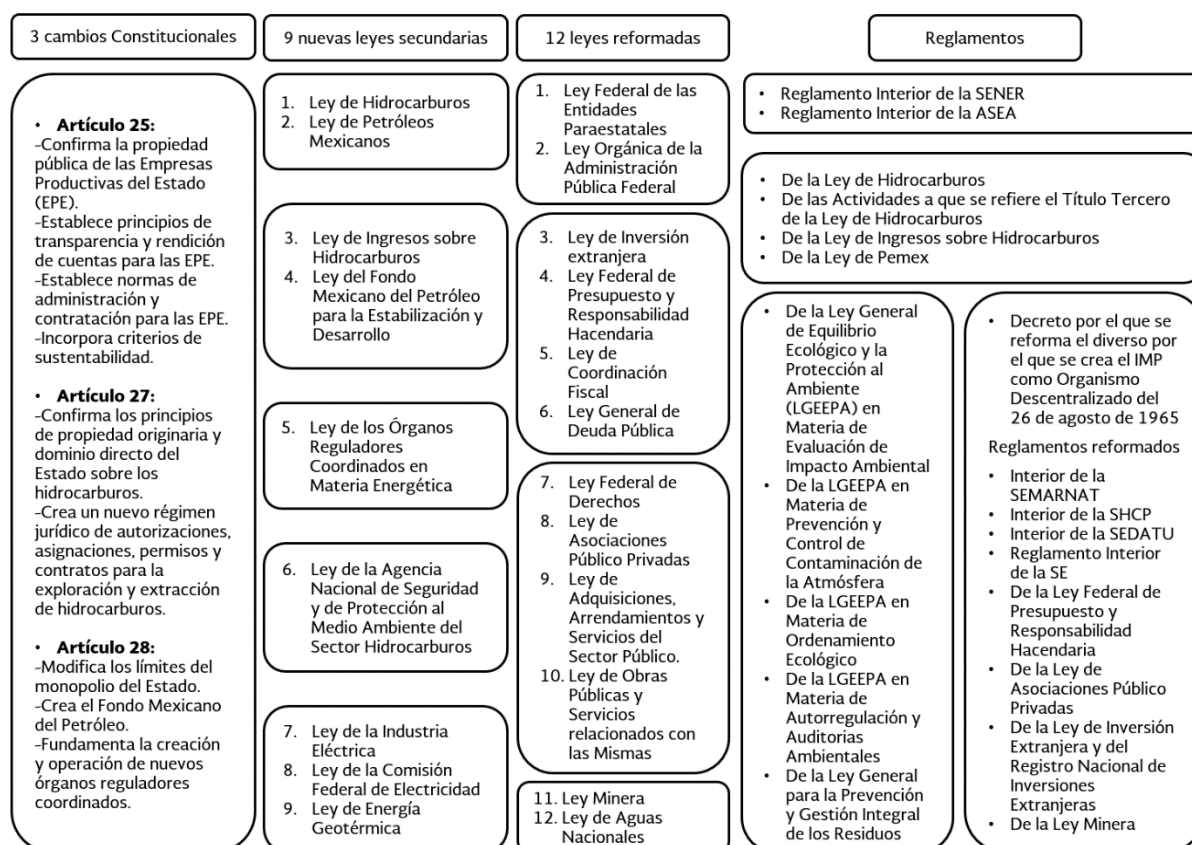
El marco legal vigente busca construir mercados abiertos y con competencia, con el objetivo de atraer inversiones, modernizar el sector y recuperar la competitividad del país. Para garantizar el correcto funcionamiento del nuevo modelo energético, la legislación vigente establece un sistema regulatorio robusto y un nuevo diseño institucional que generen confianza y alienten la participación de nuevos actores. Establecer y consolidar este nuevo régimen en la industria petrolera es un reto que supera al objetivo de atraer inversión extranjera directa al sector, pues requiere la definición de nuevas reglas, el fortalecimiento de las instituciones, el desarrollo de las normas de interacción entre los diversos actores y la elaboración de nuevas políticas públicas para fortalecer la seguridad energética. Esta transformación institucional requirió implementar tres medidas iniciales: 1. Definir claramente derechos, facultades y obligaciones a todos los participantes; 2. Fortalecer las instituciones para hacer cumplir las reglas establecidas en el marco legal vigente y sustituir la intervención directa con regulación; y 3. Adjudicar derechos de participación y asignaciones bajo un

marco de transparencia, competencia y rendición de cuentas. A continuación, se describen las principales acciones para implementar estas tres medidas.

### 1. Definir claramente derechos, facultades y obligaciones a todos los participantes.

Antes de invitar a la participación del sector privado, las reformas constitucionales y legales establecieron derechos, facultades y obligaciones, y las instituciones para garantizar su observancia. Los cambios legales para definir derechos, facultades y obligaciones para los participantes en los nuevos mercados fueron integrados en la legislación vigente mediante la Reforma Constitucional a los artículos 25, 27 y 28, aprobada en diciembre de 2013. Estos cambios fueron reflejados en nueve leyes secundarias nuevas, once leyes secundarias reformadas y en veinte reglamentos aprobados entre agosto y diciembre de 2014 (Figura 1).

Figura 1. Reformas legales, nuevas leyes y reglamentos involucrados en la reforma al sector de hidrocarburos.



Fuente: SENER

Estos cambios legales buscan modernizar al sector energético construyendo mercados y eliminando barreras a la competencia, generando ingresos para el Estado y



reduciendo los riesgos para las finanzas públicas, mediante cuatro premisas principales. Primero, mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos del subsuelo (Art. 27 Constitucional), pero permitiendo realizar las actividades de exploración y producción por conducto de asignatarios y contratistas, quienes pueden reportar los beneficios esperados con fines contables o financieros, siempre afirmando que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación (Art. 45, Ley de Hidrocarburos). Segundo, transformar a PEMEX y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en empresas productivas del Estado con autonomía de gestión, presupuestal y técnica, cuyo objeto sea generar valor económico que signifique mayores ingresos para el Estado (Ley de PEMEX, Ley de CFE). Tercero, establecer que las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, consideradas como estratégicas, las realiza la Nación mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o de contratos con éstas o con particulares (Art. 27 Constitucional). Para ello, la legislación prevé cuatro tipos de contrato para exploración y producción: contratos de servicio, contratos de utilidad compartida, contratos de producción compartida y licencias (Art. 11 Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos). Cuarto, abrir a la inversión privada todas las demás actividades correspondientes al petróleo, gas natural, petrolíferos y petroquímicos como refinación, transporte, almacenamiento, procesamiento, distribución y comercialización (Art. 2 y Título Tercero, Ley de Hidrocarburos).

2. Fortalecer las instituciones para hacer cumplir las reglas establecidas en el marco legal vigente y sustituir la intervención directa con regulación.

La reforma creó una arquitectura institucional con un sistema de pesos y contrapesos, esencial en un sistema democrático de división de poderes. Esto significa que todas las instituciones involucradas deben coordinarse para funcionar eficazmente dentro de sus atribuciones y cumplir sus metas sin discrecionalidad. El nuevo arreglo institucional fortaleció instituciones existentes, creó nuevas y definió competencias específicas dentro de un marco que promueve la transparencia y competencia. En particular, la reforma fortaleció a las entidades regulatorias Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Comisión Reguladora de Energía (CRE), y creó la Agencia de Seguridad Industrial y Protección al Ambiente (ASEA), así como el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), y definió las atribuciones y tareas que corresponden a cada institución de gobierno.

Al separar funciones, la reforma busca garantizar la transparencia en la toma de decisiones, prevenir conflictos de interés entre reguladores y regulados, y evitar decisiones arbitrarias. En este modelo, entre otras funciones, la SENER es la encargada de establecer la política energética con el objetivo de garantizar la seguridad energética y la continuidad en el suministro de combustibles. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) tiene a su cargo establecer las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de las licitaciones y de los contratos de producción y exploración, con el objetivo de maximizar los ingresos para el Estado. La CNH es el órgano encargado de regular y supervisar el reconocimiento y exploración superficial, así como la

exploración y extracción de hidrocarburos, incluyendo su recolección desde los puntos de producción, hasta su integración al sistema de transporte y almacenamiento. La CRE es el órgano regulador para el resto de las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, regasificación y expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos. La ASEA, órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, supervisa la seguridad industrial y ambiental de estas actividades. Para alcanzar decisiones en este modelo, la coordinación entre instituciones es fundamental y los mecanismos están previstos en la legislación.

### 3. Adjudicar derechos de participación y asignaciones bajo un marco de transparencia, competencia y rendición de cuentas.

Los derechos de exploración y extracción de hidrocarburos han sido adjudicados mediante procesos competitivos y transparentes, así como el acceso en actividades de transporte, almacenamiento y comercialización de gas natural y combustibles que se regulan y supervisan mediante permisos. Esto brinda certeza jurídica a los nuevos participantes, a los dueños de infraestructura y a las empresas del Estado que habían sido las únicas autorizadas a operar en el mercado. La adjudicación de los derechos, asignaciones y obligaciones para todos los participantes en el nuevo modelo energético mexicano opera en un marco de transparencia, competencia y rendición de cuentas.

La SENER establece, conduce y coordina la política energética del país, y supervisa su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente. En materia de hidrocarburos ejerce los derechos de la Nación, entre otras facultades. La CNH está encargada de organizar la adjudicación de contratos mediante licitaciones públicas en las que las compañías pujan por los derechos, mediante ofertas a sobre cerrado. La SHCP establece las condiciones económicas relativas a los términos fiscales, incluyendo los valores mínimos y/o máximos de las variables en las que se basan las ofertas. En caso de prever empate en las ofertas, las empresas pueden ofrecer dentro de su oferta bonos en efectivo para romperlo y ser declaradas ganadoras. La empresa que ofrezca mayores ingresos para el Estado gana el bloque licitado. La adjudicación de contratos está sujeta a mecanismos de competencia, transparencia y control mediante auditorías que eliminan el margen de discrecionalidad en su administración. Esta certidumbre es indispensable para que las empresas y el Estado puedan colaborar en favor del interés público.

Todas las actividades de tratamiento, refinación, procesamiento, importación, almacenamiento, transporte, distribución, y expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos, según corresponda, están abiertas a la participación de inversión privada. Para instrumentar la entrada de nuevos competidores a estos mercados y para dar certeza jurídica a todos los participantes, la legislación secundaria estableció los mecanismos para que el Gobierno

Federal otorgue permisos tanto a PEMEX como al sector privado, para dichas actividades. La Secretaría de Energía expide los permisos para tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural, e importaciones y exportaciones de combustibles. La CRE los permisos para almacenamiento, transporte, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos, según corresponda (Art. 48, Ley de Hidrocarburos).

En los casos en los cuales ha sido necesario instrumentar el acceso abierto a infraestructura de gas natural o petrolíferos, las autoridades también han realizado subastas abiertas y con competencia para reservar capacidad, procesos llamados temporadas abiertas. Por ejemplo, en 2017 la primera temporada abierta para transporte de gas natural en el Sistema de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural (SISTRANGAS<sup>1</sup>) organizada por CENAGAS permitió a 24 compañías reservar 36% de la capacidad del sistema. Estas temporadas abiertas permiten ampliar la utilización de infraestructura a nuevos competidores y generar ingresos, sin privatizar activos del Estado.

Desde la aprobación de los cambios constitucionales en diciembre de 2013, la implementación del nuevo modelo institucional está prácticamente concluida. La legislación define claramente las facultades, derechos y obligaciones de todos los participantes en mercados abiertos. El nuevo arreglo institucional, con la división de funciones entre instituciones, ha sido probado con éxito en 14 procesos de licitación de contratos de exploración y producción de hidrocarburos, así como en la apertura de los mercados de gas natural y petrolíferos. En todos los casos, la distribución de derechos y asignaciones ha ocurrido mediante procesos transparentes, con competencia y rendición de cuentas.

Sin embargo, la consolidación de la apertura en exploración y extracción de hidrocarburos, así como la construcción de mercados abiertos, competitivos y eficientes son procesos de largo plazo, con múltiples etapas, que deberán ser profundizados y evaluados a lo largo del tiempo. En este proceso, la regulación y supervisión son clave para asegurar que los cambios benefician a los consumidores. La siguiente sección describe las principales acciones desarrolladas por la Secretaría de Energía para avanzar en la meta de establecer un sector energético abierto, competitivo y eficiente que permita atraer inversiones, modernizar la industria y aumentar la productividad del país.

---

<sup>1</sup> Integrado por el Sistema Nacional de Gasoductos y seis sistemas privados de transporte (Gasoducto de Tamaulipas, Gasoducto Zacatecas, Gasoducto de Bajío, Los Ramones I, Los Ramones II Norte y Los Ramones II Sur)

### *Mercado de gas natural*

En lo que respecta al gas natural, la situación anterior a la reforma estaba caracterizada por un sistema de gasoductos operado por PEMEX y por precios regulados por la CRE, lo cual inhibió el crecimiento de la infraestructura. La demanda crecía impulsada por la generación eléctrica y el consumo industrial, pero la producción nacional caía a partir de 2009. Mientras tanto, Estados Unidos expandía la producción de gas natural en yacimientos no convencionales, causando una caída en precios que benefició a los usuarios mexicanos, pero desincentivó la producción nacional. En 2012 la capacidad del sistema de transporte resultó insuficiente para satisfacer la demanda, ocasionando cortes en el suministro que afectaron a toda la industria y el sector eléctrico (ver sección III. Antecedentes).

En la implementación de la reforma, la SENER respondió a esta situación con tres líneas estratégicas: 1. Continuar la expansión de la infraestructura de transporte y almacenamiento de gas natural; 2. Reestructurar la organización industrial para promover el desarrollo de un mercado abierto, eficiente y competitivo; y 3. Diseñar e implementar políticas públicas que fortalezcan la seguridad energética. A continuación, se describen las acciones específicas diseñadas e instrumentadas por la SENER.

Los cortes en el suministro de gas natural en 2012 y 2013 requerían una respuesta inmediata. Por ello, esta administración impulsó la mayor expansión de la red de gasoductos en la historia del país. Esta medida permite asegurar la capacidad de transportar gas natural a todos los centros de consumo del país, crear redundancias para manejar mejor los riesgos en el sistema, y llevar los beneficios de este combustible que es más económico y menos contaminante a más zonas del país.

Para dar continuidad a la estrategia de expansión de la infraestructura, la SENER publicó el primer *Plan quinquenal de expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural (Plan quinquenal)*, en octubre de 2015. El *Plan quinquenal*<sup>2</sup> es una planeación indicativa de los proyectos de infraestructura de transporte y almacenamiento necesarios para garantizar la continuidad y seguridad de suministro de gas natural en el país. Incluye también los proyectos que SENER considera estratégicos y de cobertura social. El primer *Plan quinquenal* corresponde al periodo 2015-2019, y tiene como base la propuesta del CENAGAS y la opinión técnica de la CRE. La SENER evalúa anualmente el *Plan quinquenal*, para realizar ajustes necesarios en el desarrollo eficiente del SISTRANGAS. La SENER ha realizado tres revisiones

---

<sup>2</sup> Plan Quinquenal 2015-2019: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/plan-quinquenal-de-gas-natural-2015-2019>

anuales del Plan Quinquenal, publicadas el 25 de julio de 2016, 31 de marzo de 2017 y 27 de marzo de 2018.

La reestructuración de la organización industrial requirió dos pasos. El primero fue otorgar permisos para hacer efectivo el nuevo marco regulatorio. La SENER es responsable de supervisar y vigilar las actividades de procesamiento de gas natural y comercio exterior. Por ello, la SENER ha otorgado permisos que amparan todas las actividades de procesamiento de gas natural, así como de exportación.<sup>3</sup> Los permisos dan seguridad jurídica a todos los participantes en el mercado, pues están basados en una legislación que define claramente derechos y obligaciones, y promueven la competencia mediante la entrada de nuevos jugadores. Bajo el nuevo marco legal, cualquier interesado puede participar en el mercado de gas natural, si cumple con los requerimientos establecidos en el marco regulatorio y obtiene un permiso ante la autoridad correspondiente. Los permisos también son un mecanismo para instrumentar la regulación, pues para mantenerlos las empresas están obligadas a cumplir con regulación económica y de seguridad industrial.

El segundo paso en la reestructuración de la organización industrial fue definir una política pública para guiar el desarrollo de un mercado de gas natural. La SENER tiene la facultad de emitir lineamientos de política pública en materia de hidrocarburos, a efecto de que la CRE los incorpore en la regulación de las actividades de transporte, almacenamiento, comercialización y distribución. Para ello, la SENER tiene un mandato legal que orienta sus actividades con base en los objetivos de seguridad energética, continuidad de suministro, diversificación de mercados, entre otros.

La SENER elaboró la *Política pública para la implementación del mercado de gas natural*,<sup>4</sup> publicada el 25 de julio de 2016. Siguiendo el modelo de división de funciones, esta política contó con la opinión técnica y coordinación con la SHCP, la CRE y el CENAGAS. Esta política delinea las acciones de corto, mediano y largo plazos para que el país cuente con un mercado de gas natural que garantice un suministro seguro, confiable y a precios competitivos, en todo el territorio nacional.

La política pública definió tres condiciones iniciales necesarias para que el nuevo modelo de seguridad energética asegure la continuidad del suministro. Primero, contar con información suficiente, oportuna y de calidad para la toma de decisiones. Los titulares de permisos tienen la obligación de reportar volúmenes y precios de sus transacciones

---

<sup>3</sup> Los permisos de comercio exterior siguen las disposiciones del *Acuerdo por el que se establece la clasificación y codificación de hidrocarburos y petrolíferos cuya importación y exportación está sujeta a permiso previo* y sus modificaciones, mismas que están disponibles en los Anexos.

<sup>4</sup> Política Pública para la Implementación del Mercado de Gas Natural: <https://www.gob.mx/sener/articulos/presentacion-de-la-politica-publica-para-la-implementacion-del-mercado-de-gas-natural-50394?idiom=es>



a la CRE, para que ésta publique índices de precios. Además, los operadores de gasoductos deben publicar boletines electrónicos para informar sobre la capacidad de transporte disponible en sus sistemas. Segundo, garantizar acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la infraestructura de transporte a todos los competidores. El CENAGAS organizó la temporada abierta para reservar capacidad en la infraestructura de transporte de gas natural y en los ductos de internación para importar este combustible, mientras que CRE estableció las tarifas para los ductos en territorio nacional y otros términos económicos. Tercero, crear condiciones de competencia efectiva en la comercialización. Para ello, la CRE está instrumentando un programa de cesión gradual de contratos para que nuevos comercializadores compitan con PEMEX ofreciendo mejores condiciones a los consumidores. El avance en la implementación de estas medidas permitió a la CRE liberar el precio del gas natural en junio de 2017, medida indispensable para la operación de mercados eficientes.

Finalmente, la seguridad energética necesita lineamientos para el abasto porque en un entorno de mercado PEMEX ya no es el único obligado a garantizar la continuidad del suministro. Por ello, la SENER, en coordinación con la CRE, publicó la *Política pública de almacenamiento de gas natural* (Política de almacenamiento), el 28 de marzo de 2018.<sup>5</sup> Esta política establece la obligación para todos los usuarios y consumidores de construir inventarios estratégicos y define la responsabilidad del CENAGAS para coordinar y gestionar el desarrollo de infraestructura para almacenamiento estratégico, así como inventarios operativos de gas natural. La meta de la política es construir inventarios de forma gradual, con un primer proyecto subterráneo en yacimientos económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos en 2018, para posteriormente contar con inventarios equivalentes a cinco días de consumo en 2026. Esta política promueve la construcción de infraestructura para fortalecer la capacidad de reacción del sistema ante eventos que afecten la continuidad del suministro.

En el mismo sentido, la SENER está diseñando el *Plan de emergencia para la continuidad de las actividades en los sistemas integrados de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural en México* (Plan de emergencia). Este plan establece un procedimiento para liberar inventarios estratégicos definidos en la política de almacenamiento, además de otras acciones de emergencia. El Plan de emergencia se elabora con la opinión y participación de la CRE y el CENAGAS –en su carácter de gestor técnico del SISTRANGAS– y otros gestores de Sistemas Integrados. El Consejo de Coordinación del Sector Energético (CCSE) deberá emitir dicho plan para su ejecución a nivel nacional.

---

<sup>5</sup> <https://www.gob.mx/sener/articulos/presentacion-a-consulta-de-la-politica-publica-en-materia-energetica-aplicable-a-la-constitucion-de-almacenamiento-de-gas-natural?state=published>



### Petroquímicos

La industria petroquímica de México depende de PEMEX Transformación Industrial (PEMEX TRI) para el suministro de materias primas, como metano, etano, propano y butano. El suministro de gas húmedo amargo a las plantas procesadoras de PEMEX TRI depende del aprovechamiento del gas en la producción de hidrocarburos. Desde 2011, la disponibilidad de gas húmedo disminuyó 33%. Este declive causó una disminución de 36% en la recuperación de líquidos de gas y en el suministro de las materias primas a la industria petroquímica.

La reforma abrió todas las actividades de la cadena de valor de petroquímica para que la inversión privada complemente la inversión de PEMEX. El nuevo modelo energético permite la integración vertical para asegurar el suministro de materia prima que requiere la industria petroquímica. Es decir, empresas privadas pueden explorar y extraer gas húmedo, procesarlo y utilizar sus productos como insumos para procesos petroquímicos. Ejemplo de esto son las inversiones de Newpek, empresa filial del Grupo ALFA, que desarrolla un bloque de potencial gasífero en la provincia de Burgos, en Tamaulipas, para integrar el gas húmedo a su cadena industrial.

Como parte de sus facultades en relación con la seguridad de suministro, la SENER coordina el Grupo de Trabajo de Gas Húmedo Amargo, integrado por la SHCP, PEMEX, la CRE, el CENAGAS y la CNH. Este grupo es un mecanismo de colaboración para dar seguimiento a los proyectos y acciones para incrementar la disponibilidad de gas húmedo amargo (GHA), así como la recuperación de líquidos del gas natural. La primera sesión del Grupo de Trabajo fue en septiembre de 2016.

Las acciones descritas forman parte de la implementación de la Reforma Energética en materia de gas natural. Las siguientes secciones amplían la descripción de los antecedentes de la reforma, las acciones y avances en su implementación, y sus resultados, durante los años 2012 a 2018. Las acciones reportadas en este libro blanco fueron responsabilidad de la Secretaría de Energía y su instrumentación correspondió a la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos (DGGNP), adscrita a la Unidad de Políticas de Transformación Industrial, la cual forma parte de la Subsecretaría de Hidrocarburos.

## **II. Fundamento legal y objetivo del libro blanco**

La elaboración del Libro Blanco tiene su fundamento en los artículos 6, 108, 109, 134, de la Constitución Federal, 1, 2, fracción I, 14, primer párrafo, 26, 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, 1, 2, fracción I, 4, 6, 7, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas. Además, la Secretaría de la Función Pública ha regulado este ejercicio mediante los siguientes documentos:

- Acuerdo por el que se establecen las bases generales para la Rendición de Cuentas de la Administración Pública Federal y para realizar la entrega-recepción de los asuntos a cargo de los servidores públicos y de los recursos que tengan asignados al momento de separarse de su empleo, cargo o comisión, publicado en el DOF<sup>6</sup> el 6 de julio de 2017;
- Acuerdo por el que se establecen los Lineamientos Generales para la regulación de los procesos de entrega-recepción y de rendición de cuentas de la Administración Pública Federal, publicado en el DOF<sup>7</sup> el 24 de julio de 2017;
- Oficio Circular que establece el inicio al proceso de entrega-recepción y de rendición de cuentas de la Administración Pública Federal 2012-2018, publicado en el DOF el 23 de octubre de 2017;
- Manual Ejecutivo para la Entrega-Recepción y Rendición de Cuentas 2012-2018, publicado en la página electrónica de la SFP<sup>8</sup> en noviembre de 2017.

El objetivo del libro blanco es transparentar las actividades realizadas por los servidores públicos de la Secretaría de Energía en la Administración Pública Federal 2012-2018, para la transición ordenada, eficiente, confiable, oportuna y homogénea, entre la administración saliente y la entrante.

---

<sup>6</sup> Acuerdo publicado en el DOF el 6 de julio de 2017:  
[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5489261&fecha=06/07/2017](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5489261&fecha=06/07/2017)

<sup>7</sup> Acuerdo publicado en el DOF el 24 de julio de 2017:  
[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5491652&fecha=24/07/2017](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5491652&fecha=24/07/2017)

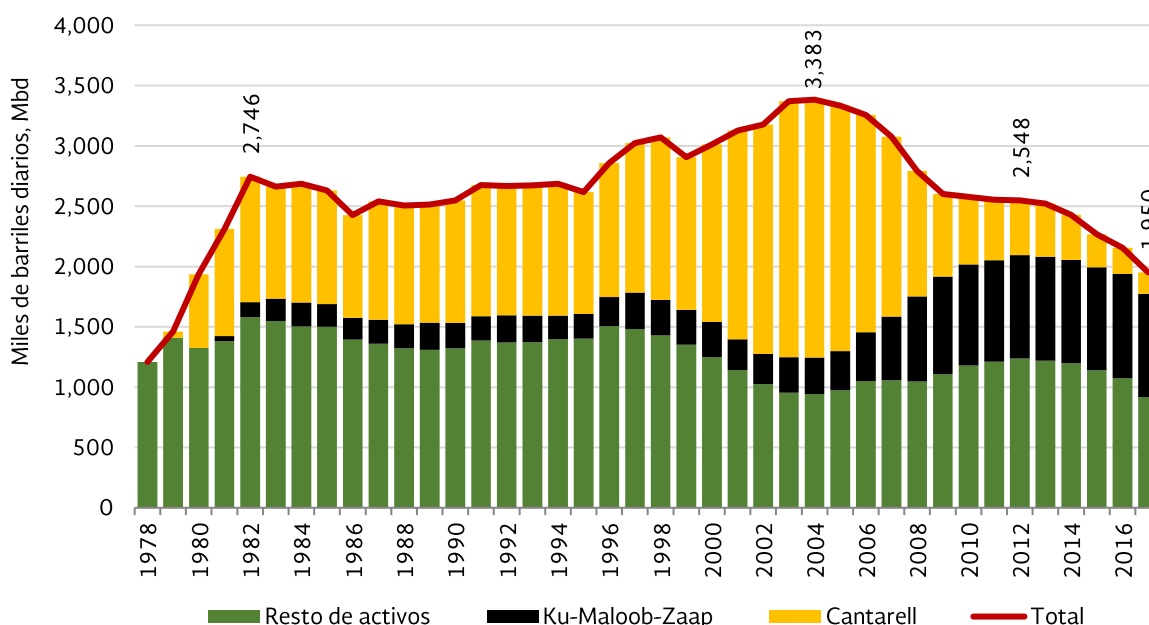
<sup>8</sup> Manual Ejecutivo para la Entrega-Recepción y Rendición de Cuentas 2012-2018:  
<https://www.gob.mx/sfp/documentos/manual-ejecutivo-para-la-entrega-recepcion-y-rendicion-de-cuentas-2012-2018?state=published>

### III. Antecedentes

#### Introducción

La producción de petróleo ha caído de manera sostenida desde su pico en 2004, cuando alcanzó 3 millones 383 mil barriles diarios (Mbd). En 2012, en vísperas de la reforma constitucional, la producción de crudo ya había caído a 2 millones 548 mil barriles diarios (Mbd), una reducción de 835 mil barriles diarios (Mbd) desde el punto más alto en la producción histórica del país (Gráfica 1). Esta caída está asociada a la declinación natural de Cantarell, que pasó de representar 63% del total de la producción en 2004 a 18% en 2012. La pérdida de producción ha continuado en este sexenio como parte de la declinación natural de los yacimientos. En 2017 la producción de crudo alcanzó 1 millón 950 mil barriles diarios; 42% por debajo del pico alcanzado en 2004 y con una contribución de Cantarell al total de tan solo 9%.

Gráfica 1. México: Producción de petróleo crudo, 1978- 2017.

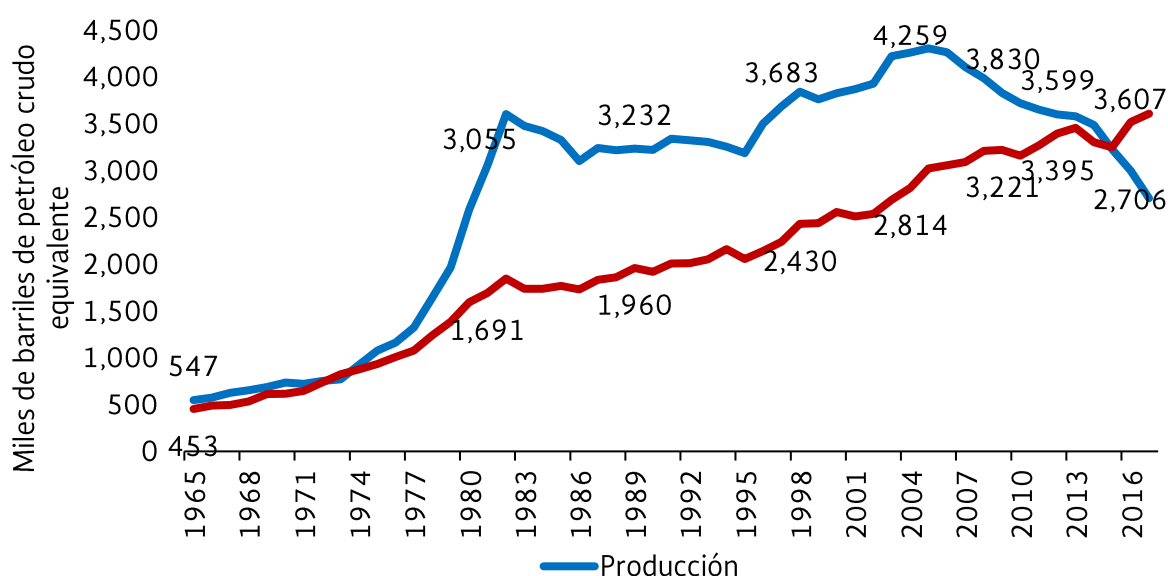


Fuente: SENER con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH).

Sin embargo, en la revisión de los antecedentes de la reforma, la caída en la producción de hidrocarburos es apenas un factor, entre otros relevantes. Una visión completa debe incluir el aumento en el consumo de energía. Una comparación de la oferta y demanda en los últimos veinte años, incluyendo el momento en vísperas de la reforma, permite avanzar en la comprensión del problema.

Entre 1997 y 2012 la producción total de crudo, gas natural y condensados cayó 27%, pero la demanda de energía aumentó un 48%. Los 120 millones de mexicanos de 2017 consumen 61% más energía, y más del doble del gas natural, que los 90 millones de 1997 (Gráfica 2). Los hidrocarburos representan actualmente 86% del consumo energético nacional. La profunda transformación de la economía mexicana ha requerido este aumento en el consumo energético. Hace veinte años México empezaba el camino de su integración al mercado global. Con el crecimiento y diversificación de su comercio exterior, las manufacturas dejaron atrás al petróleo crudo como el principal producto de exportación y generador de divisas.

Gráfica 2. México: Consumo y producción de hidrocarburos, 1965- 2017.



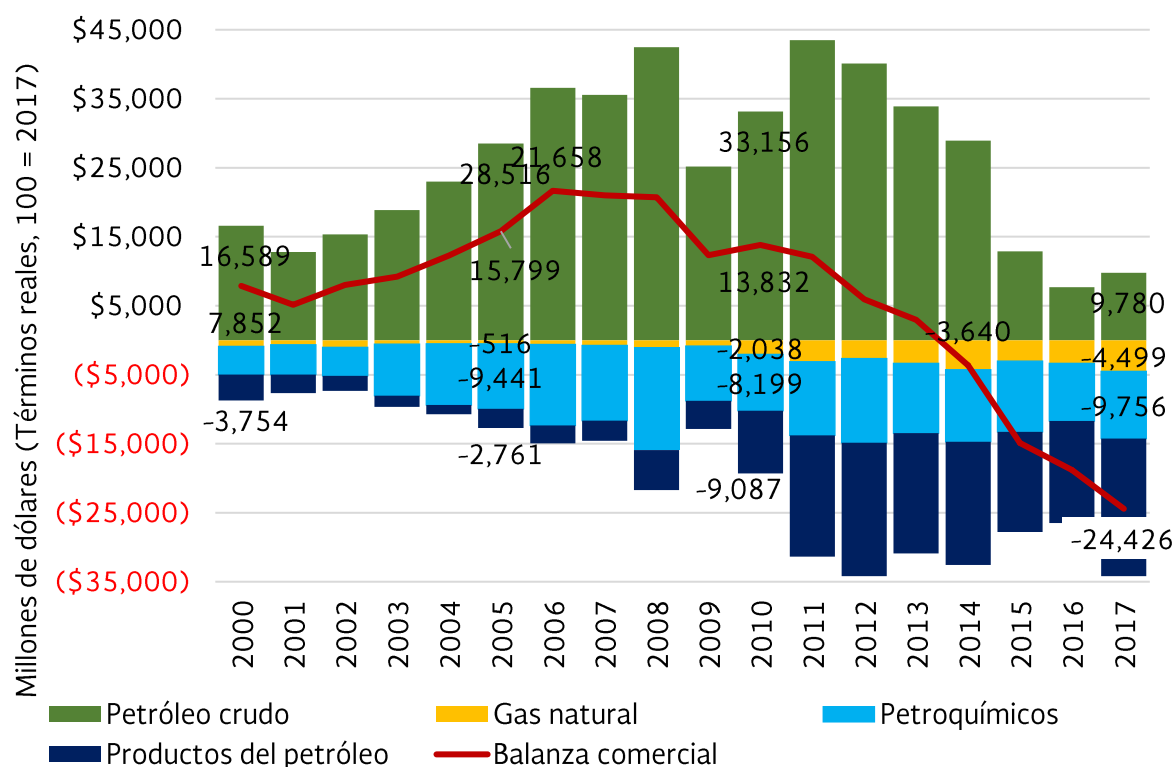
Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía. (Incluye petróleo crudo, gas natural, condensados y petrolíferos)

En el mismo periodo cambiaron los patrones de consumo. La gran mayoría de la población –el 80%– vive en ciudades. Cada mexicano consume en promedio 57% más electricidad que en 1997. Para satisfacer esta creciente demanda, reducir las emisiones de gases contaminantes y disminuir el costo de generación, México sustituyó el combustóleo con gas natural, que usado para generar electricidad libera 60% menos CO<sub>2</sub> que el carbón y 30% menos que el combustóleo o diésel. Este cambio permitió a la CFE reducir en 48% sus emisiones de CO<sub>2</sub> entre 2012 y 2018.<sup>9</sup>

<sup>9</sup> <http://www.manufactura.mx/industria/2018/06/20/cfe-redujo-40-sus-emisiones-de-co2-entre-2012-y-2018>

La menor producción de hidrocarburos, el mayor consumo de energía y el esfuerzo por reducir emisiones convirtieron a México en importador de petrolíferos y gas natural: 69% de la gasolina y 63% del diésel utilizado para el transporte y 62% del gas natural fueron importados en 2017. Esto ha tenido como resultado que la balanza comercial de hidrocarburos con Estados Unidos, nuestro principal proveedor externo, alcanzara un déficit de 24 mil millones de dólares en 2017 (Gráfica 3).

Gráfica 3. México-Estados Unidos: Balanza comercial de hidrocarburos, 2000- 2017.



Fuente: Banco de México, US Census Bureau y US Bureau of Economic Analysis

Antes de la reforma constitucional de 2013, México contaba con una sola herramienta para hacer frente a estos problemas, el gasto público instrumentado a través de la compañía petrolera nacional. Sin embargo, PEMEX enfrentaba limitaciones en inversión, acceso a nuevas tecnologías para desarrollar proyectos de frontera y controles de precios que generaban pérdidas en la comercialización de combustibles, haciendo inviable la inversión en infraestructura. Para dar una respuesta estructural a estos problemas, los cambios constitucionales buscan atraer inversiones, nuevos participantes y tecnologías de punta para modernizar el sector, fortalecer la seguridad energética y garantizar la continuidad de suministro de la energía que requiere el país.

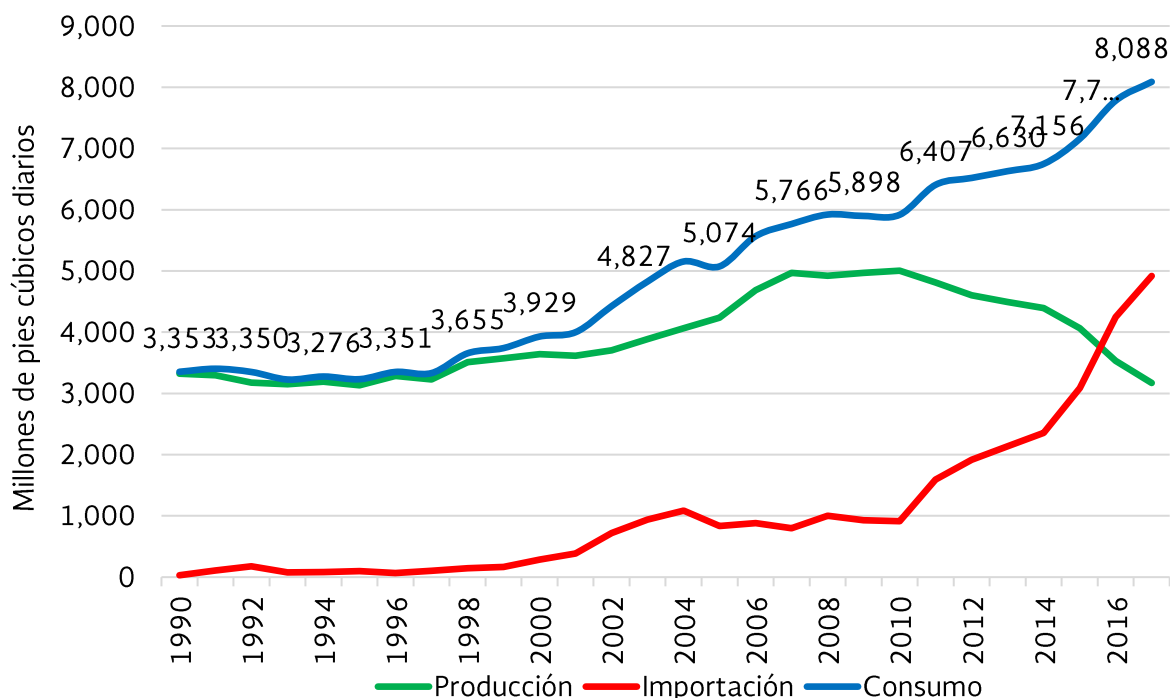
### *El sector del gas natural antes de la reforma*

En los últimos 20 años, la demanda de gas natural creció a una tasa superior al crecimiento de la producción, debido al mayor consumo del sector eléctrico e industrial. La producción nacional, que cayó a partir de 2009, fue insuficiente para suministrar esta demanda. La caída de la producción de gas natural en México coincidió con el acelerado aumento en la disponibilidad de este combustible en Estados Unidos. Esto llevó a una caída en precios que hizo menos competitiva la producción nacional, pero benefició a los consumidores, dando mayor impulso a la demanda. Las importaciones de gas natural han permitido satisfacer la creciente demanda, aprovechando beneficios ambientales y económicos. Sin embargo, el sector del gas natural antes de la reforma estaba caracterizado por un sistema de gasoductos operado por el principal productor y cuyos precios estaban regulados por la CRE, lo cual inhibió el crecimiento de la infraestructura y causó serios problemas de abasto en 2012 y 2013.

El balance de la oferta y demanda de gas natural muestra que México fue prácticamente autosuficiente hasta 1997. Entre esta fecha y 2012, la demanda se duplicó, pero la producción nacional creció solo 40%. A partir de 1998, las importaciones cubrieron la brecha entre oferta y demanda, llegando a 29% del consumo interno en 2012. Desde entonces a 2017, la oferta de PEMEX declinó un 34% adicional y las importaciones crecieron hasta cubrir 62% del consumo (Gráfica 4). El aumento en la demanda de gas natural, junto con la caída en la oferta, llevó a incrementar las importaciones a fin de evitar limitar el consumo. Entre 2007 y 2017 las importaciones de gas natural pasaron de contribuir 14% a 60% del consumo nacional.



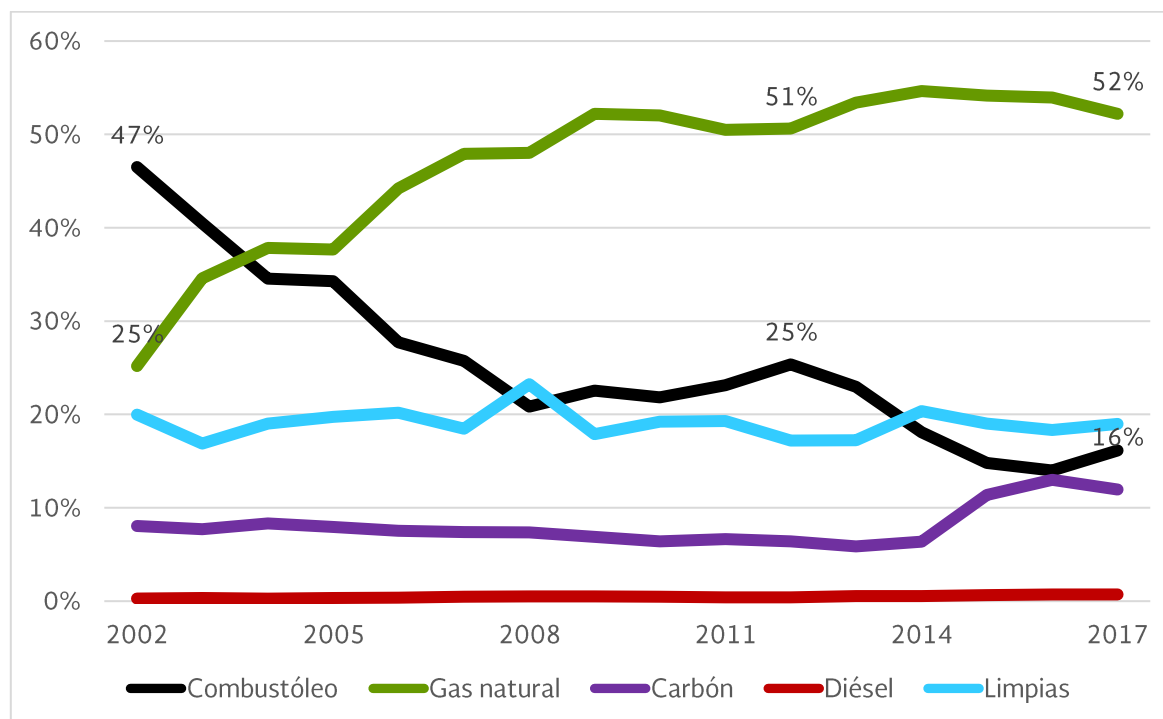
Gráfica 4. Balance nacional de gas natural, 1990- 2017.



Fuente: SENER. \*Cifras del Prontuario de Gas Natural.

El aumento en el consumo de gas natural está ligado a su creciente utilización en generación de electricidad y como combustible para la industria. En generación eléctrica, el gas natural ha sustituido al combustóleo. En 2002, la generación eléctrica con base en combustóleo aportó 47% del total y el gas natural 25%; para 2012 el gas natural aportaba 51%, mientras que el combustóleo solo 25%. En 2017, la generación con gas natural aportó 52% del total, el combustóleo 16% (Gráfica 5).

Gráfica 5. Generación bruta de electricidad: Porcentaje por tipo de combustible y tecnologías limpias, 2002- 2017.

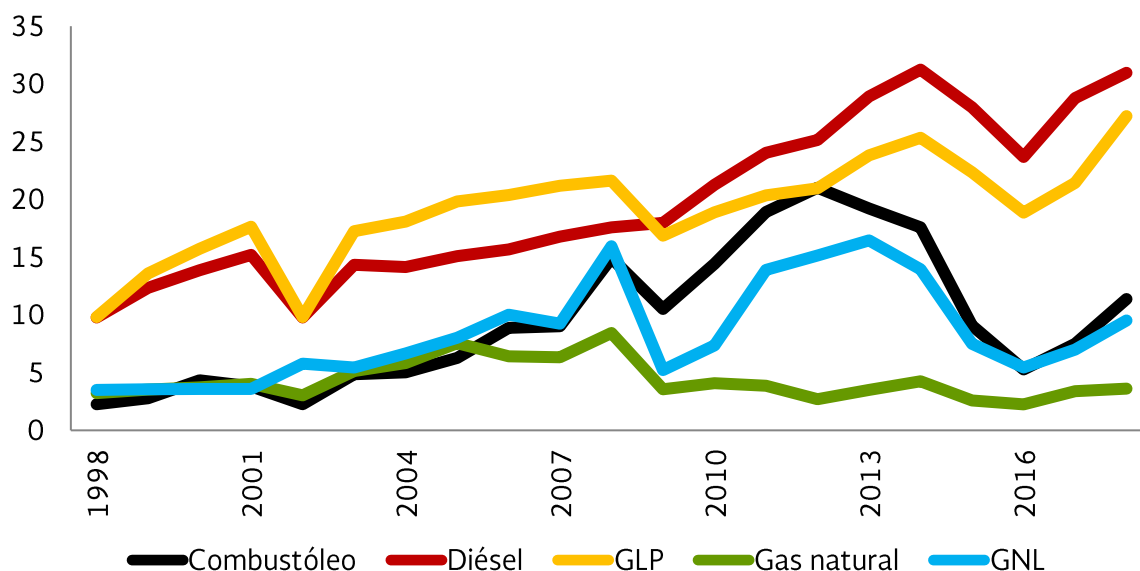


Fuente: SENER.

La sustitución de combustóleo por gas natural ocurrió por razones económicas, ambientales y de eficiencia. El gas natural emite 30% menos CO<sub>2</sub> que el combustóleo o diésel, reduciendo también las emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno. La eficiencia térmica de las plantas de generación eléctrica con combustóleo es de 36%, mientras las de ciclo combinado alcanzan una eficiencia térmica de 56%.<sup>10</sup> Además de estos beneficios, el gas natural ha sido un combustible más económico, con precios por unidad térmica inferiores a todas las alternativas (Gráfica 6). De acuerdo con cálculos de la CFE, la sustitución de combustóleo, diésel y gas natural licuado por gas natural habría representado ahorros por más de 1 mil 560 millones de dólares tan solo en el primer semestre de 2018.

<sup>10</sup> <https://www.ineel.mx//boletin012014/tecni01.pdf>

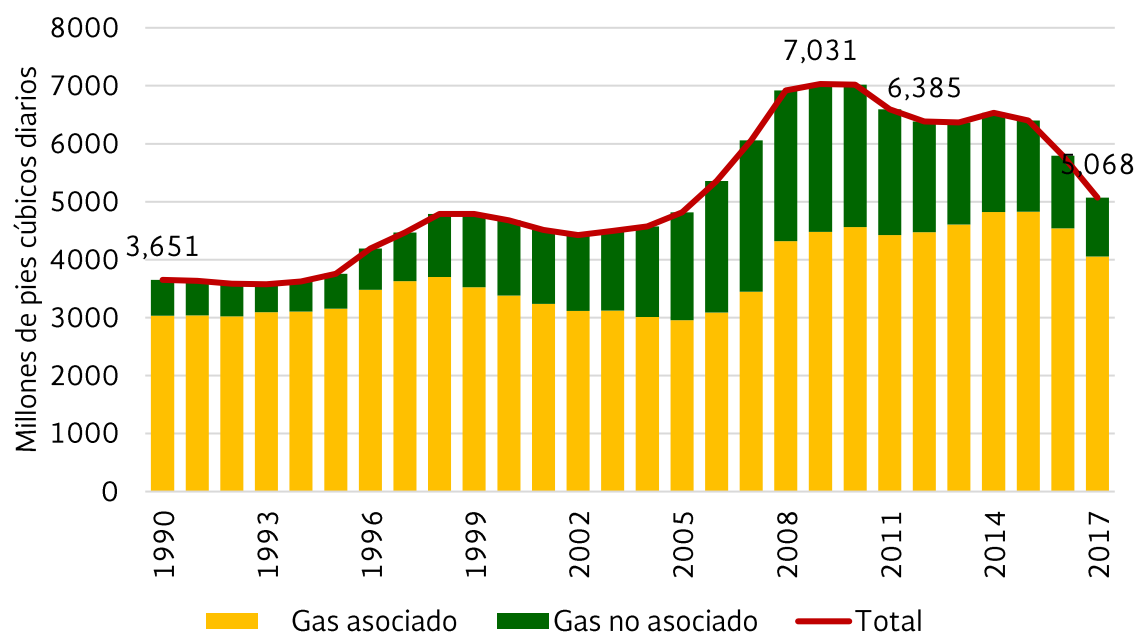
Gráfica 6. México: Precios de combustibles para generación eléctrica, 1998- 2018. Dólares por millón de BTU.



Fuente: Elaboración de SENER; datos de Banco de México, SHCP, Reuters y PEMEX.

Por el lado de la oferta, la producción de gas natural de PEMEX tuvo crecimiento hasta 2009, cuando alcanzó su pico con 7 mil millones de pies cúbicos diarios (MMMpcd). Este crecimiento tiene dos momentos (Gráfica 7). El primero inicia en los 90 y declina a partir de 2008, ligado al desarrollo de proyectos de gas no asociado, principalmente en Burgos. El segundo es consecuencia del aumento en la tasa de recuperación de gas asociado en Cantarell que acompañó al declive en la producción de crudo de este yacimiento a partir de 2004, sin compensar toda la caída en la producción de gas no asociado. Después de 2009, la producción cayó hasta los 5.1 MMMpcd en 2017, una disminución de 27%. En 2017, la contribución del gas asociado y no asociado regresó a niveles de los noventa, con el primero en 80% y el segundo en 20% del total.

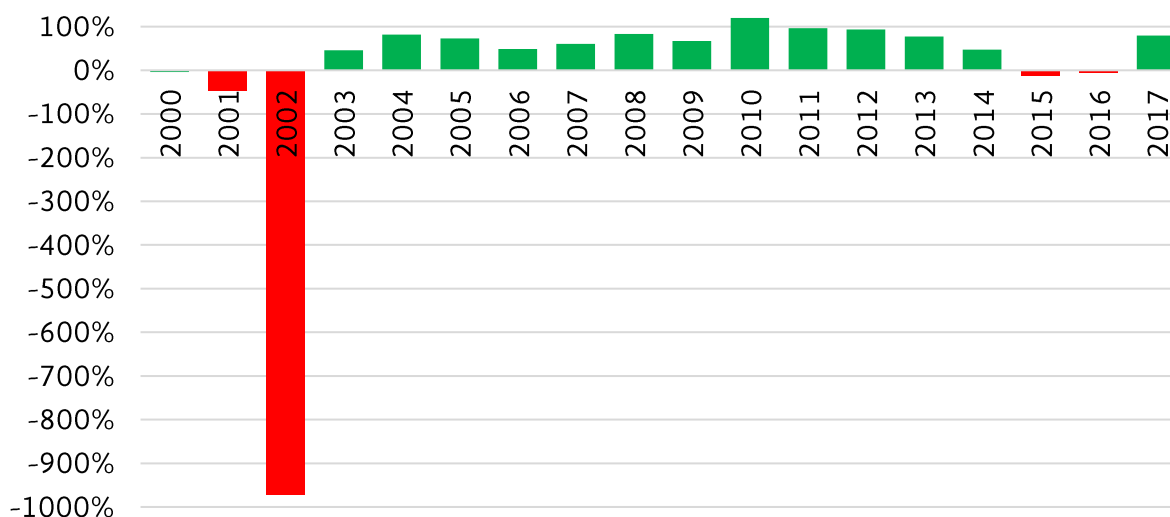
Gráfica 7. Producción de gas natural asociado vs. no asociado, 1990- 2017.



Fuente: SENER. Nota: incluye nitrógeno y gas para reinyección en campos.

La disminución de producción de gas natural de PEMEX en años recientes está relacionada con el agotamiento natural de los campos de producción y con la falta de incentivos para invertir en exploración de gas natural dado el diferencial de precios con el crudo. La tasa de restitución de reservas probadas en la última década sólo superó 100% en un año (Gráfica 8). Esto significa que PEMEX ha producido gas natural a una tasa superior a la de sus descubrimientos. En vísperas de la reforma, a pesar de los esfuerzos por incrementar la producción nacional entre 2008 y 2012, la tasa de producción promedio de los principales seis campos, incluidos Cantarell, disminuyó 20%.

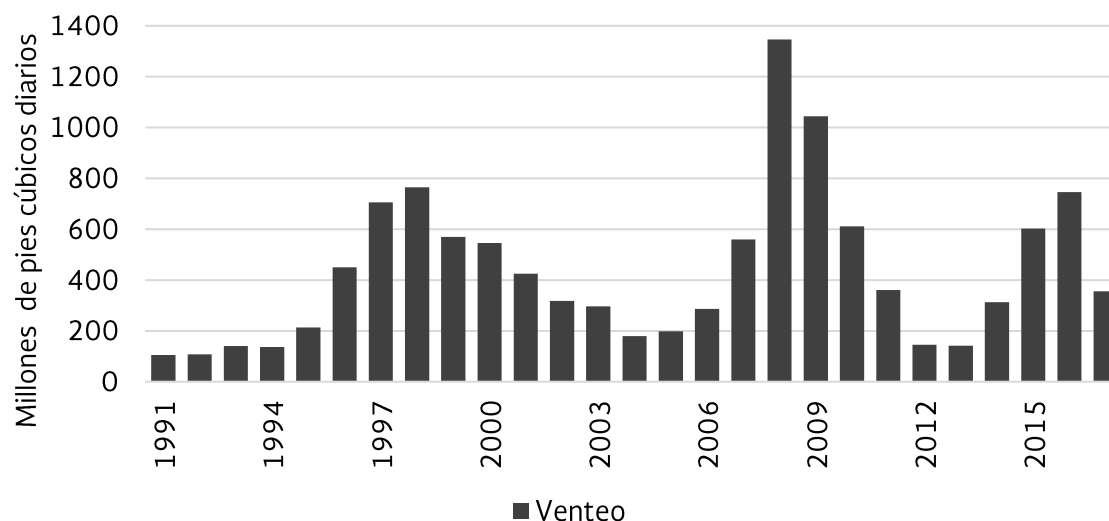
Gráfica 8. Tasa de restitución de reservas probadas de gas natural, 2000- 2017.



Fuente: SENER.

Además de la declinación de la producción total a partir de 2009, la falta de infraestructura impidió aprovechar un aumento temporal en la producción de gas asociado a partir de 2004. La declinación en la producción de crudo de los yacimientos de aguas someras estuvo acompañada por un aumento la relación de gas y aceite. Una gran proporción de esa producción se envió a la atmósfera (Gráfica 9). En 2008, PEMEX liberó a la atmósfera 1,346 MMpcd de gas natural, equivalente a una quinta parte del consumo nacional ese año. Los accidentes en la plataforma Abkatún-A ocasionaron el más reciente pico en venteo.

Gráfica 9. Venteo de gas natural de PEMEX, 1991- 2017.



Fuente: SENER.

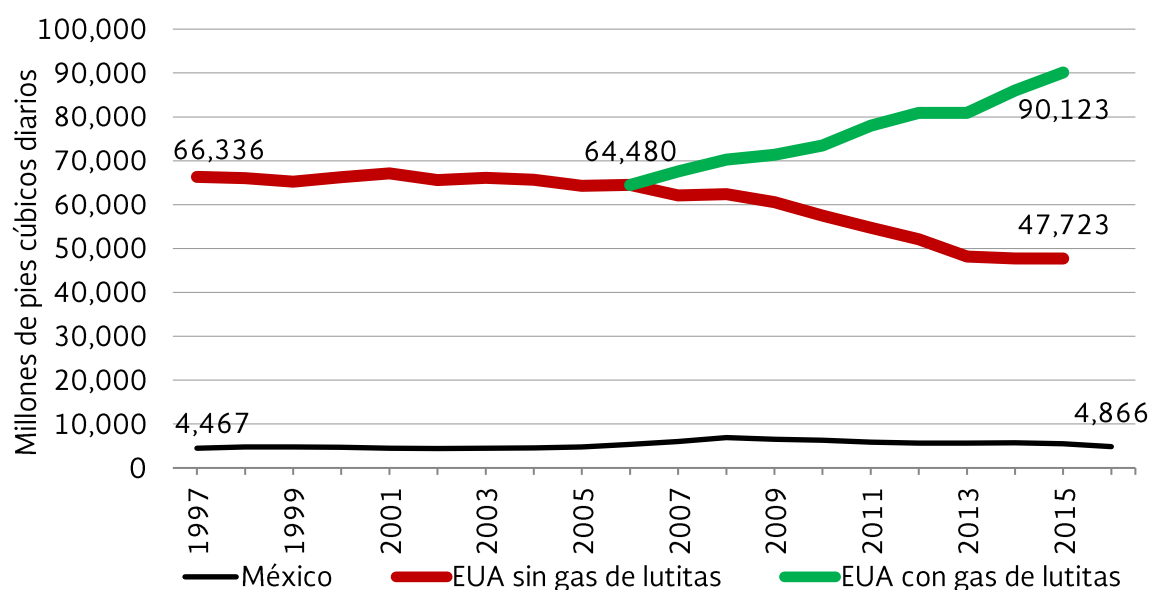
Al mismo tiempo que la producción nacional inició su declive, el entorno internacional cambió dramáticamente con la irrupción del gas de lutitas (*shale*). La “Revolución del *shale*” llevó a una abundancia de gas producido a bajo costo en yacimientos no convencionales de Estados Unidos. El uso de nuevas técnicas de recuperación, como la fractura hidráulica, llevó a un aumento acelerado de la producción de gas natural en Estados Unidos a partir de 2008, generando una sobreoferta que redujo los precios de este combustible. Esto abrió el diferencial con el precio del crudo, que había alcanzado niveles de 100 dólares por barril impulsado por la guerra en Iraq en 2003 y el crecimiento acelerado de la economía China. En julio de 2008 un millar de pies cúbicos de gas en *Henry Hub* costaban \$12.16 dólares, pero en abril de 2012 el precio cayó a solo \$2.28, una reducción de 80%. Ante esto, el uso de gas natural como combustible industrial y para generación eléctrica resultaba mucho más atractivo, generando beneficios para los consumidores.

La caída en precios del gas natural obligaba a PEMEX, que debía garantizar la continuidad del suministro, a decidir entre proyectos con rendimientos radicalmente diferentes. En 2012, la utilidad operativa por la producción de petróleo era de alrededor de 80 dólares por barril, mientras que la del gas natural apenas llegaba a los 50 centavos de dólar por mil pies cúbicos. En este contexto, resultaba más económico importar gas de Estados Unidos que producirlo en algunas regiones de México. Para PEMEX resultaba más rentable invertir en exploración y producción de petróleo en lugar de hacerlo en gas natural, a pesar del crecimiento acelerado de la demanda de este



combustible. Sin embargo, la infraestructura de gasoductos imponía restricciones a la capacidad de importar y transportar gas natural a los principales centros de consumo.

Gráfica 10. Producción de gas natural de México y EE. UU., 1997- 2017.



Fuente: SENER con datos de la EIA.

La reforma energética de 1995 había iniciado la apertura del sector para hacer frente al crecimiento en la demanda, pero sus medidas resultaron insuficientes. Dicha reforma abrió a la participación de empresas privadas el transporte y almacenamiento,<sup>11</sup> pero mantuvo el control del sistema integrado de transporte en manos del principal productor y comercializador. Esta integración vertical de PEMEX impidió la competencia en comercialización. Además, la política de precios regulados desalentó a las empresas privadas de importar gas, y a los consumidores de buscar proveedores distintos de PEMEX. La metodología de precio de Venta de Primera Mano (VPM), un precio regulado por la CRE, tenía como consecuencia precios por debajo del costo de importación en el norte y menores que los costos de producción en el sur. Ante estos incentivos, PEMEX optó por reducir operaciones en sus campos con mayor costo de producción y aumentar las importaciones para satisfacer la demanda nacional.

<sup>11</sup> Las reformas al sector de gas natural de 1995 abrieron parte de la cadena de valor a la competencia. La reforma mantuvo la exploración, producción y ventas de primera mano como actividades exclusivas de PEMEX, pero abrió la importación, transporte, almacenamiento y distribución a la participación de empresas privadas.

La ausencia de competencia y de señales de precios inhibió el desarrollo de la infraestructura para atender la creciente demanda de gas natural. En 2012 la red de gasoductos del país consistía en 11,347 km, 80% de los cuales estaban operados directamente por PEMEX y formaban el sistema integrado de transporte. Entre 1995 y 2012 la red de gasoductos en México sólo agregó 2,005 kilómetros adicionales, equivalente a una ampliación de un punto porcentual anual. Para atender su creciente demanda de gas natural, la CFE impulsó como alternativa el desarrollo de terminales de regasificación de gas natural licuado en Altamira y Manzanillo. Estas tendencias creaban un riesgo de desabasto e interrupciones en el suministro.

En 2012 la infraestructura de transporte e importación resultó insuficiente. Ese año el sistema nacional de gasoductos tenía capacidad para transportar 5 MMMpcd, pero, en noviembre, alcanzó el nivel máximo de saturación. Ante la falta total de inventarios en el país, durante 2012 y hasta mediados de 2013 el gobierno tuvo que racionar el consumo mediante alertas críticas, afectando a la actividad industrial y económica del país. Las alertas críticas son avisos a los consumidores para que reduzcan su demanda y ocurren cuando hay insuficiencia de gas natural en el sistema. Entre 2010 y 2013, un estudio del Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) reportó un aumento de 125% en las alertas emitidas por PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) por un desbalance en la oferta de gas natural de la empresa. Estas alertas obligaron a muchas empresas en la industria de la transformación a parar operaciones. De acuerdo con el IMCO, “los cuellos de botella en el Sistema Nacional de Gasoductos causaron pérdidas a empresas privadas por más de 1,500 millones de dólares en la producción entre 2011 y 2012”.<sup>12</sup> Por su parte, un estudio del Banco de México estimó que las alertas críticas por desabasto de gas natural costaron al país el 0.3 por ciento del PIB sólo en 2012, a raíz de las pérdidas en la producción industrial y un aumento importante en el costo de la generación de electricidad.

Por ello, la primera medida de la presente administración fue lanzar una ambiciosa iniciativa para ampliar la red de transporte del país de 11 mil a 18 mil km. La CFE ancló con su demanda el desarrollo de esta nueva infraestructura de transporte y colocará en el mercado la capacidad excedente. El acceso a gas natural abundante y económico permitirá mejorar la competitividad de la industria mexicana y reducir los costos de generación eléctrica.

En ese sentido, la reforma constitucional de 2013 en el sector del gas natural es una respuesta a la caída en la producción, el aumento en la demanda, las limitaciones en la infraestructura y los cambios en la industria internacional de hidrocarburos que han

---

<sup>12</sup> IMCO, “Nos cambiaron el mapa: México ante la revolución energética del siglo XXI”, *Índice de competitividad internacional 2013*, julio de 2013, p. 83. Disponible en: <https://imco.org.mx/wp-content/uploads/internacional/ICI2013-completo.pdf>

hecho posible la abundancia de gas natural a precios accesibles en Norte América. La reforma parte de la necesidad de fortalecer la seguridad energética, mediante la apertura de la industria, para atraer mayor inversión y capacidad operativa, así como permitir la diversificación y especialización de los agentes involucrados en la cadena de valor.

Con nuevo marco legal, las empresas del Estado deben competir en igualdad de condiciones con otras empresas en el mercado. Para PEMEX y CFE esto implica convertirse en empresas productivas con el objetivo de crear valor para el Estado. Por su parte, el CENAGAS es el responsable de operar y administrar el SISTRANGAS bajo criterios de eficiencia que permitan maximizar su uso y utilidades. La creación de CENAGAS tiene dos funciones. La primera es ser el propietario y operador de los sistemas de transporte de gas natural que previamente pertenecían a PEMEX<sup>13</sup>. La segunda es ser el gestor independiente del SISTRANGAS, con el mandato de maximizar su uso con base en la eficiencia, para garantizar el abasto de gas natural al menor precio posible. Esto permitió terminar con el conflicto de intereses de PEMEX, cuando era el dueño de la infraestructura de transporte y el comercializador. Este nuevo arreglo institucional permite sustituir la participación directa del Estado por mecanismos de regulación, permitiendo el acceso abierto de todos los competidores a la infraestructura de transporte a fin de fomentar la competencia.

Estos cambios establecen las bases para el desarrollo de mercados energéticos competitivos que promueven la eficiencia y continuidad en el suministro de hidrocarburos, en beneficio de los consumidores. La Secretaría de Energía es responsable de implementar el nuevo modelo para responder a los problemas estructurales del sector. Esto ha requerido establecer mecanismos y lineamientos para otorgar permisos de procesamiento y comercio exterior de gas natural; emitir políticas públicas para la apertura del mercado y para crear inventarios estratégicos; así como definir estrategias para ampliar la infraestructura. El objetivo es reforzar las condiciones de seguridad energética mediante la recuperación de los niveles de producción, la participación de nuevos jugadores, la atracción de nuevas fuentes de inversión y la construcción de infraestructura con tecnología de punta que permita responder a eventos que pueden afectar el suministro en el corto y largo plazo.

---

<sup>13</sup> Sistema Nacional de Gasoductos y Sistema Naco–Hermosillo.

## **IV. Marco normativo**

La Reforma Constitucional en Materia Energética modificó los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en diciembre de 2013. Estos cambios legales confirman la propiedad exclusiva de la Nación sobre los hidrocarburos del subsuelo y transforman el rol del Estado, pasando de una intervención directa a permitir la participación de actores privados en todas las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos en un entorno de mercados regulados.

Los siguientes instrumentos dan sustento jurídico a las acciones realizadas en la ejecución de la Reforma Energética en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

### *Constitución*

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía

### *Leyes*

- Ley de Hidrocarburos
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
- Ley de Petróleos Mexicanos
- Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
- Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
- Ley Federal del Procedimiento Administrativo

### *Códigos*

- Código Civil Federal
- Código Federal de Procedimientos Civiles

### *Reglamentos*

- Reglamento de la Ley de Hidrocarburos
- Reglamento Interior de la Secretaría de Energía
- Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos

### *Disposiciones administrativas*

- Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los formatos y especificaciones de los requisitos a que se refieren los artículos 50, 51 y 121 de la LH para el otorgamiento de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural
- Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los modelos de los Títulos de Permiso en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural

### *Acuerdos*

- 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 SENER. (29 DIC 2014)
- Acuerdo que modifica al diverso 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 SENER. (30 DIC 2015)
- Acuerdo en el que se modifican los plazos de respuesta de diversos trámites inscritos en el Registro Federal de Trámites y Servicios (RFTS), que corresponde aplicar a la SENER. (15 DIC 2016)

### *Decretos*

- Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural.

## V. Vinculación con el Plan Nacional de Desarrollo

La Constitución y la Ley de Planeación establecen que el Estado es responsable de la rectoría del desarrollo nacional. El Artículo 26 de la Constitución establece que toda Administración debe elaborar un Plan Nacional de Desarrollo, al que se sujetarán, obligatoriamente, todos sus programas. El Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018 define cinco Metas Nacionales y tres Estrategias Transversales, como en el siguiente esquema.

Figura 2. Objetivo, metas y estrategias del Plan Nacional de Desarrollo 2013- 2018.



Fuente: SENER.

Para liberar el potencial productivo del país es indispensable asegurar el abasto de energía a precios competitivos, con la calidad demandada y con la mayor eficiencia. Para lograrlo, la SENER diseña políticas públicas que alientan la libre competencia e incentivan a las empresas a competir en precio y calidad, fortaleciendo así la seguridad energética del país. El marco programático de la Reforma Energética tiene fundamento en los objetivos, estrategias y líneas de acción del PND, como describe el Cuadro 1:

Cuadro 1. Marco programático de la Reforma Energética

| Meta nacional       | Objetivo de la meta nacional                                                                                        | Estrategias del objetivo de la meta nacional                                                        | Objetivo del programa                                                                                                                                                    |
|---------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| IV. México Próspero | 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.                                                |
|                     |                                                                                                                     |                                                                                                     | 3. Desarrollar la infraestructura de transporte que permita fortalecer la seguridad de provisión de energéticos, contribuyendo al crecimiento económico.                 |
|                     |                                                                                                                     |                                                                                                     | 4. Incrementar la cobertura de usuarios de combustibles y electricidad en las distintas zonas del país.                                                                  |
|                     |                                                                                                                     |                                                                                                     | 6. Fortalecer la seguridad operativa, actividades de apoyo, conocimiento, capacitación, financiamiento y proveeduría en las distintas industrias energéticas nacionales. |

Fuente: SENER.

Con base en los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y en el artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), a la SENER le corresponde establecer, conducir y coordinar la política energética del país, supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas; ejercer los derechos de la Nación en materia de petróleo y todos los hidrocarburos; promover la participación de los particulares en las actividades del sector; llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, y fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional, entre otras.

El artículo 9o. de la LOAPF señala que las dependencias y entidades de la Administración Pública Centralizada y Paraestatal conducirán sus actividades en forma programática, con base en las políticas que, para el logro de los objetivos y prioridades de la planeación nacional del desarrollo, establezca el Ejecutivo Federal.

El PND, de conformidad con los artículos constitucionales mencionados y los artículos 9, 10, 16, 17, 21, 22, 23, 29, 30 y 31 de la Ley de Planeación, constituye el marco para



definir los programas sectoriales, que especificarán los objetivos, prioridades y políticas que regirán el desempeño de las actividades del sector administrativo de que se trate.

El Reglamento Interior de la SENER prevé en su Artículo 3 que esta dependencia planeará y conducirá sus actividades con sujeción a lo dispuesto en los instrumentos que se emitan en el marco del Sistema Nacional de Planeación Democrática y con base en las políticas que para el logro de los objetivos y prioridades del desarrollo nacional determine el Titular del Ejecutivo Federal.

El Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER) es el documento programático que plantea las estrategias para alcanzar los objetivos plantados en el PND. El PROSENER tiene como objetivo orientar las acciones a la solución de los obstáculos que limiten el abasto de energía, para promover la construcción y actualización de la infraestructura del sector y la actualización organizacional tanto de la estructura y regulación de las actividades energéticas, como de las instituciones y empresas del Estado.

La consistencia del PROSENER con el PND se establece mediante las estrategias del primero, que se alinean con cada objetivo del segundo, como se muestra a continuación:

Cuadro 2. Correspondencia de estrategias del PROSENER con objetivos del PND.

| Objetivos del PND                                                                                                      | Estrategias del PROSENER                                                                                    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, asegurando procesos eficientes y competitivos. | 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                        |
| Desarrollar la infraestructura de transporte que permita fortalecer la seguridad de provisión de                       | 3.2 Incrementar la capacidad de transporte de gas natural                                                   |
|                                                                                                                        | 3.3 Optimizar la logística de transporte de gas licuado de petróleo                                         |

|                                                                                                                                                                       |                                                                                                                                                                               |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| energéticos, contribuyendo al crecimiento económico                                                                                                                   | 3.4 Impulsar el desarrollo de infraestructura de importación, transporte y almacenamiento de productos petrolíferos, que garantice la disponibilidad oportuna de combustibles |
| Incrementar la cobertura de usuarios de combustibles y electricidad en las distintas zonas del país                                                                   | 4.2 Ampliar la cobertura de gas natural                                                                                                                                       |
|                                                                                                                                                                       | 4.3 Fortalecer la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos                                                                                                                |
| Fortalecer la seguridad operativa, actividades de apoyo, conocimiento, capacitación, financiamiento y proveeduría en las distintas industrias energéticas nacionales. | 6.7 Impulsar esquemas de proveeduría, fabricación de equipos y manufactura nacional para el sector energía                                                                    |

Fuente: SENER.

Las políticas y programas de la Reforma Energética en el ámbito de la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, adscrita a la Unidad de Políticas de Transformación Industrial, se desprenden de estas estrategias, como sigue.

Cuadro 3. Vinculación de los programas y acciones de la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos con el PROSENER y el PND.

| Objetivos del PND                                                                                                                                       | Estrategias del PROSENER                                                                                    | Políticas y programas                                                                                   |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, asegurando procesos eficientes y competitivos                                | 1.2 Contar con un marco regulatorio y normativo que propicie las mejores prácticas e incentive la inversión | Emisión de permisos de procesamiento de gas natural y de comercio exterior.                             |
|                                                                                                                                                         | 1.6 Optimizar la capacidad productiva en el procesamiento de gas natural y refinados                        | Emisión de permisos de procesamiento                                                                    |
| 3. Desarrollar la infraestructura de transporte que permita fortalecer la seguridad de provisión de energéticos, contribuyendo al crecimiento económico | 3.2 Incrementar la capacidad de transporte de gas natural                                                   | <i>Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento integrado de gas natural</i> |

|                                                                                                        |                                                                |                                                                                                                                                                         |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 4. Incrementar la cobertura de usuarios de combustibles y electricidad en las distintas zonas del país | 4.2 Ampliar la cobertura de gas natural                        | <i>Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento integrado de gas natural</i><br><br><i>Política pública de almacenamiento de gas natural</i> |
|                                                                                                        | 4.3 Fortalecer la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos | <i>Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento integrado de gas natural</i><br><br><i>Política pública de almacenamiento de gas natural</i> |

Fuente: SENER.

## VI. Síntesis ejecutiva

Este apartado describe breve y cronológicamente las principales acciones realizadas por la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos para la implementación del nuevo modelo energético en el mercado de gas natural. Estas acciones se pueden agrupar en cinco grandes rubros: garantizar la continuidad de operaciones de PEMEX y empresas privadas; la planeación del desarrollo de infraestructura de transporte; la implementación de un mercado mayorista competitivo de gas natural; la planeación del desarrollo de infraestructura de almacenamiento y las acciones para restituir el suministro de gas húmedo amargo.

La reorganización del mercado de gas natural comenzó por garantizar la continuidad de operaciones de empresas ya activas, mediante la emisión de permisos de procesamiento y de comercio exterior.

- En junio de 2015, SENER emitió permisos de procesamiento a PEMEX Transformación Industrial para sus nueve centros procesadores de gas natural. En junio de 2017, SENER otorgó la modificación de un permiso para construir una planta fraccionadora en uno de ellos. Empresas privadas han manifestado su interés en la construcción de centros procesadores de gas, y SENER les ha brindado atención y asesoría oportuna.
- Para garantizar el suministro externo de gas natural SENER emitió permisos a empresas que cumplieran con la nueva regulación. En diciembre de 2014, SENER firmó el *Acuerdo de comercio exterior que define las fracciones arancelarias sujetas a permisos de importación y exportación de hidrocarburos y petrolíferos*. En diciembre de 2015 el acuerdo se modificó para permitir la expedición de permisos previos por 20 años, adicional a los permisos previos por un plazo de 1 años. En diciembre de 2016 se emitió un acuerdo para agilizar la expedición de estos trámites. La SENER ha evaluado 85 solicitudes, otorgando 47 permisos previos para exportación de gas natural.

La segunda etapa de la estrategia fue planear la expansión de la infraestructura de transporte.

- SENER publicó la primera edición del *Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento integrado de gas natural* en diciembre de

2015. Este documento es una herramienta de planeación indicativa, que busca fomentar la inversión en y el desarrollo eficiente de la red nacional de gasoductos conforme a los requerimientos del mercado. El Plan se somete a revisiones anuales para verificar su vigencia ante la evolución del mercado de gas natural y realizar los ajustes necesarios para garantizar el desarrollo eficiente del SISTRANGAS. El Plan contempla 13 proyectos (11 proyectos estratégicos y 2 de cobertura social).

El tercer paso fue la implementación del mercado de gas natural para garantizar la seguridad energética bajo un régimen competitivo.

- La SENER presentó la *Política pública del mercado de gas natural* en julio de 2016. La estrategia plantea tres acciones para fomentar la participación de empresas públicas y privadas en igualdad de condiciones:

Información suficiente. El funcionamiento eficiente del mercado de gas natural requiere información oportuna y veraz acerca de la capacidad de transporte efectivamente utilizada y disponible, disponibilidad de oferta de molécula y cantidad de oferentes y demandantes y sus posiciones de compraventa. Desde marzo de 2018, el CENAGAS publica diariamente el boletín electrónico que da cuenta de la utilización de capacidad y otras condiciones operativas del SISTRANGAS, y la CRE publica mensualmente los índices de referencia de precios de gas natural, en versiones nacional y regionales.

Reserva de capacidad y acceso abierto efectivo. Para garantizar el uso eficiente de la infraestructura de transporte, el CENAGAS organizó una temporada abierta bajo los principios de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio, en tres etapas. Las etapas fueron: una ronda para que las EPEs mantuvieran los contratos de capacidad para sus operaciones de generación eléctrica y transformación industrial de hidrocarburos; una subasta de ductos de internación para garantizar acceso al suministro internacional, que concluyó en febrero de 2017, y la primera temporada abierta del SISTRANGAS para ofrecer al mercado la capacidad ociosa, remanente en el sistema, que concluyó en mayo de 2017. La capacidad del SISTRANGAS está reservada en un 97%, mientras que la de los ductos de internación en un 29%.

Competencia en las actividades de comercialización. Para propiciar la competencia y el desarrollo eficiente del mercado de comercialización, la CRE expidió regulación asimétrica para PEMEX TRI. El *Programa de cesión gradual de contratos de comercialización* (PCC) obliga a la EPE a prescindir de un 70% del volumen de sus contratos de comercialización, en un plazo máximo de cuatro años. En octubre de 2017, la CRE concluyó la primera fase del programa y

reporta un avance de cesión de 32% del volumen de los contratos de comercialización de PEMEX.

Cuarto, para fortalecer la seguridad energética y la continuidad del suministro de gas natural, dada la ausencia de inventarios, se planeó la construcción de infraestructura de almacenamiento y la creación de inventarios estratégicos.

- En marzo de 2018, la SENER publicó la *Política pública de almacenamiento de gas natural*, en la que se establece la obligación de constituir un mínimo de 5 días de inventario estratégico de gas natural y un inventario operativo. La implementación de la política requiere que el CENAGAS proponga el desarrollo de proyectos estratégicos de almacenamiento. El CENAGAS está preparando su propuesta para aprovechar yacimientos que no resultan económicamente viables para la extracción de hidrocarburos y el uso eficiente de la infraestructura existente de regasificación de gas natural licuado para almacenamiento operativo. El desarrollo de esta infraestructura incentivará que los agentes de mercado almacenen gas natural con objetivos comerciales.

Finalmente, para restituir el abasto de gas húmedo amargo a la industria petroquímica, SENER lidera un grupo de trabajo que incluye a PEMEX, la CNH, la CRE, el CENAGAS y la SHCP. Este grupo ha diseñado estrategias para incrementar el flujo de gas húmedo amargo de PEMEX Exploración y Producción a PEMEX TRI y para suministrar etano a PEMEX Etileno.

## **VII. Acciones realizadas**

Este apartado integra y describe de manera detallada información sobre la implementación de la reforma energética en relación con el desarrollo de un mercado abierto, eficiente y competitivo de gas natural. En particular, las acciones que correspondieron a la SENER, ejecutadas por la DGGNP, adscrita a la Unidad de Políticas de Transformación Industrial, que forma parte de la Subsecretaría de Hidrocarburos. Los temas incluidos incluyen los siguientes:

- Permisos de procesamiento de gas natural y de comercio exterior
- Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural
- Política Pública para la implementación del mercado de gas natural
- Otras acciones en materia de seguridad energética

Dichos temas se ejecutaron dentro de un presupuesto y se asocian a expedientes, procesos de adjudicación, convenios y contratos. La información pertinente a cada uno de estos rubros se indica a continuación.

### *Presupuesto*

Para el desarrollo e implementación de los temas anteriores se ejercieron parte de los recursos asignados al Programa Presupuestario “P003 Coordinación de la política energética en hidrocarburos”.

Dicho programa corresponde a la DGGNP adscrita a la Unidad de Políticas de Transformación Industrial (UPTI) de la Subsecretaría de Hidrocarburos (SSH) en la SENER. El Cuadro 4 muestra el resumen de presupuesto autorizado y ejercido, para el periodo diciembre de 2012 a 30 de junio de 2018.



Cuadro 4. Resumen del presupuesto autorizado y ejercido 2012-2018.

| <b>Autorizado<sup>14</sup></b> |              |             |             |              |
|--------------------------------|--------------|-------------|-------------|--------------|
| <b>Año</b>                     | <b>DGGNP</b> | <b>UPTI</b> | <b>SSH</b>  | <b>Total</b> |
| <b>2012</b>                    | 28,270,324   |             | 33,097,699  | 61,368,023   |
| <b>2013</b>                    | 29,203,078   |             | 33,569,774  | 62,772,852   |
| <b>2014</b>                    | 28,195,457   |             | 36,425,114  | 64,620,571   |
| <b>2015</b>                    | 32,032,957   |             | 124,635,668 | 156,668,625  |
| <b>2016</b>                    | 31,547,381   | 2,000,200   | 110,480,001 | 144,027,582  |
| <b>2017</b>                    | 25,948,198   | 3,877,816   | 38,024,090  | 67,850,104   |
| <b>2018</b>                    | 25,444,148   | 4,810,270   | 39,269,737  | 69,524,155   |
| <b>Total</b>                   | 200,641,543  | 10,688,286  | 415,502,083 | 626,831,912  |
| <b>Ejercido<sup>15</sup></b>   |              |             |             |              |
| <b>Año</b>                     | <b>DGGNP</b> | <b>UPTI</b> | <b>SSH</b>  | <b>Total</b> |
| <b>2012</b>                    | 27,451,038   |             | 33,139,068  | 60,590,106   |
| <b>2013</b>                    | 25,652,929   |             | 32,973,305  | 58,626,234   |
| <b>2014</b>                    | 25,664,661   |             | 70,082,316  | 95,746,978   |
| <b>2015</b>                    | 26,251,923   | 115,620     | 83,912,135  | 110,279,678  |
| <b>2016</b>                    | 26,633,695   | 4,395,518   | 54,806,539  | 85,835,752   |
| <b>2017</b>                    | 2,881,591    | 5,923,228   | 40,150,490  | 48,955,309   |
| <b>2018</b>                    | 14,612,509   | 3,507,765   | 15,851,936  | 33,972,210   |
| <b>Total</b>                   | 149,148,347  | 13,942,131  | 330,915,789 | 494,006,267  |

Fuente: SENER.

### *Expedientes*

Los expedientes, programas, regulaciones o bases de datos públicas generadas con motivo del desarrollo de los temas referidos se señalan durante el desarrollo de estos en las páginas subsecuentes.

<sup>14</sup> Las cifras del presupuesto total autorizado para cada ejercicio fiscal corresponden a las aprobadas por la H. Cámara de Diputados en el Presupuesto de Egresos de la Federación y dadas a conocer por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y son de carácter anual.

<sup>15</sup> Las cifras del presupuesto total ejercido para cada ejercicio fiscal corresponden a las de la Cuenta Pública y son de carácter anual, excepto para el ejercicio 2018, el cual contempla cifras acumuladas del periodo del 1 de enero al 30 de junio en virtud de permanecer vigente a la fecha.

### *Procesos de adjudicación de bienes y/o servicios*

A julio de 2018, no hay en curso procesos de adjudicación de bienes y/o servicios en curso por parte de la Subsecretaría de Hidrocarburos relacionados con el tema de gas natural y petroquímicos.

### *Contratos, convenios y/o memorándums celebrados*

La SENER, con base en lo establecido en los artículos 69, segundo párrafo, y 122 de la LH, determinó el 28 de noviembre de 2014 que los gasoductos Salina Cruz-Tapachula y Lázaro Cárdenas-Acapulco, incluidos en el Plan Nacional de Infraestructura 2014 – 2018 (PNI), son proyectos de cobertura social, mismos que fueron incluidos en el Plan Quinquenal.

En diciembre de 2014, la SENER solicitó a la SHCP la opinión favorable a que se refiere el artículo en mención. Al respecto, la SHCP estimó necesario tener más información y solicitó estudios conforme a los lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión publicados en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, emitidos por la Unidad de Inversiones de la SHCP.

En agosto de 2015, mediante Licitación Pública Nacional, la SENER mediante Contrato SE-40/2015<sup>16</sup>, celebró con las empresas Alternativa Económica Consultores en participación conjunta con Centro de Análisis de Programas y Evaluación de Proyectos, S. C., el contrato para la prestación de servicios de un estudio de análisis costo beneficio para la construcción de los gasoductos referidos; contratación que se llevó a cabo por un monto total de \$1,102,000 (Un millón ciento dos mil pesos), en el que la DGGNP fungió como Administrador del Contrato.

El objetivo del estudio consistió en identificar, cuantificar y valorar los costos y beneficios sociales de la ejecución del proyecto de construcción de los gasoductos Salina Cruz-Tapachula y Lázaro Cárdenas-Acapulco para contar con información para determinar la rentabilidad socioeconómica del proyecto.

---

<sup>16</sup> Se realizaron los siguientes convenios modificatorios para la ampliación de la vigencia del contrato: (1) CM-14/2016 (vigencia 1 de enero al 4 de febrero de 2016), (2) CM-17/2016 (vigencia del 5 de febrero al 31 de julio de 2016) y (3) CM-25/2016 (vigencia 1 de agosto al 31 de octubre de 2016).

## Permisos

El procesamiento y el comercio exterior son el inicio de la cadena de valor del gas natural. El primero permite convertir el gas natural en un producto comercializable, con características adecuadas para su transporte y distribución hacia los usuarios finales. La importación y exportación permiten suplir las insuficiencias de la producción de gas seco y mantener el balance entre oferta y demanda, aumentan la diversificación de oferentes y someten a los productores nacionales a competencia.

La legislación vigente otorga facultades a la SENER para autorizar y supervisar los permisos para procesamiento de gas natural y para comercio exterior. En relación con el procesamiento, la SENER ha otorgado nueve permisos para realizar esta actividad y, a solicitud de su titular, PEMEX TRI, modificó uno de los permisos otorgados. La iniciativa privada ha mostrado interés en la participación de la actividad de procesamiento, pero hasta la fecha no ha formalizado alguna solicitud. Es importante destacar que, conforme se sumen nuevos productores de gas natural, incrementará también la demanda por nuevos centros procesadores de gas.

Respecto a la supervisión de los permisos, la SENER ha recibido y revisado 414 reportes correspondientes al periodo de julio 2015 a junio 2018, 315 mensuales y 99 trimestrales. La DGGNP ha realizado nueve visitas de verificación en el periodo referido, lo cual incluye las instalaciones de todos los permisionarios. Al supervisar los permisos otorgados, la DGGNP verifica: (i) el cumplimiento por parte de los permisionarios de las obligaciones estipuladas en los Términos y Condiciones respectivos, (ii) la continuidad de suministro de gas natural en territorio nacional y, (iii) que exista información suficiente sobre el estado de la oferta nacional. Estas condiciones incrementan la seguridad de suministro al ofrecer transparencia y establecer el marco para el desarrollo de mercados competitivos, que incentiven la participación de nuevos agentes en la transformación industrial de hidrocarburos.

Para regular el comercio exterior, en diciembre de 2014 se definió que el gas natural y gas natural licuado estarían sujetos a que SENER emitiera un permiso previo de exportación y que el resto de los hidrocarburos gaseosos –incluyendo el metano, principal componente del gas natural– requerirían permisos de importación y exportación.

Previo opinión favorable del Consejo de Comercio Exterior y atendiendo al comportamiento del comercio internacional, así como a las características de las mercancías, el 30 de diciembre de 2015 se modificaron las fracciones arancelarias de las mercancías sujetas a Permiso Previo de comercio exterior por parte de la SENER previstas en el *Acuerdo por el que se establece la clasificación y codificación de hidrocarburos y petrolíferos cuya importación y exportación está sujeta a permiso previo*. De igual manera, con el propósito de agilizar las operaciones comerciales relativas a la importación y exportación de hidrocarburos y petrolíferos, y beneficiar al abasto del mercado nacional, el 15 de diciembre de 2016 se modificaron los plazos de

los permisos de comercio exterior en el RFTS, homologándolos a un plazo máximo de respuesta de 12 días hábiles.

La DGGNP de la SENER, ha recibido un total de 85 solicitudes de exportación en el periodo correspondiente al 1 de enero de 2015 al 22 de junio de 2018, evaluadas mediante el proceso siguiente:

1. El interesado en obtener un permiso de exportación de Gas Natural, ingresa la información a través de la VUCEM o físicamente en las oficinas de 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 apege a los requisitos, realizará una prevención al solicitante (por única ocasión) dentro de los 5 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.
2. En caso de realizar la prevención, el solicitante cuenta con un plazo de 5 días hábiles para dar respuesta al mismo; durante este plazo, aquél de 12 días hábiles con que cuenta la SENER para resolver, se suspenderá y reanudará a partir del día siguiente a aquel en 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.
3. Si la información presentada es suficiente, ésta 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 5 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 territorio nacional.
4. Una vez que se cuenta con las opiniones de las secretarías referidas, la SENER evalúa la información y emite un 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 a través de medios electrónicos en el portal de la VUCEM.
5. En caso de que la SENER no emita una resolución en el plazo de 12 días hábiles establecido en el Acuerdo en el que se modifican los plazos de respuesta de diversos trámites inscritos en el RFTS, que corresponde aplicar a la SENER, se tendrá por admitida la solicitud.

De las solicitudes evaluadas se han autorizado 47, otorgando los permisos correspondientes a 11 empresas; la principal mercancía de exportación es el Gas Natural gaseoso bajo la fracción 2711.21.01, transportado por medio de ductos. Dentro de estos otorgamientos, dos de los permisos fueron cancelados en virtud de la

renuncia a los mismos, presentada por los permisionarios. Por otra parte, los motivos de rechazo de las solicitudes restantes responden principalmente a información insuficiente para su evaluación, así como a que el interesado no atendió requerimientos de información generados por la SENER dentro del tiempo establecido por el reglamento.

Cuadro 5. Volumen y objeto de los permisos de exportación autorizados.

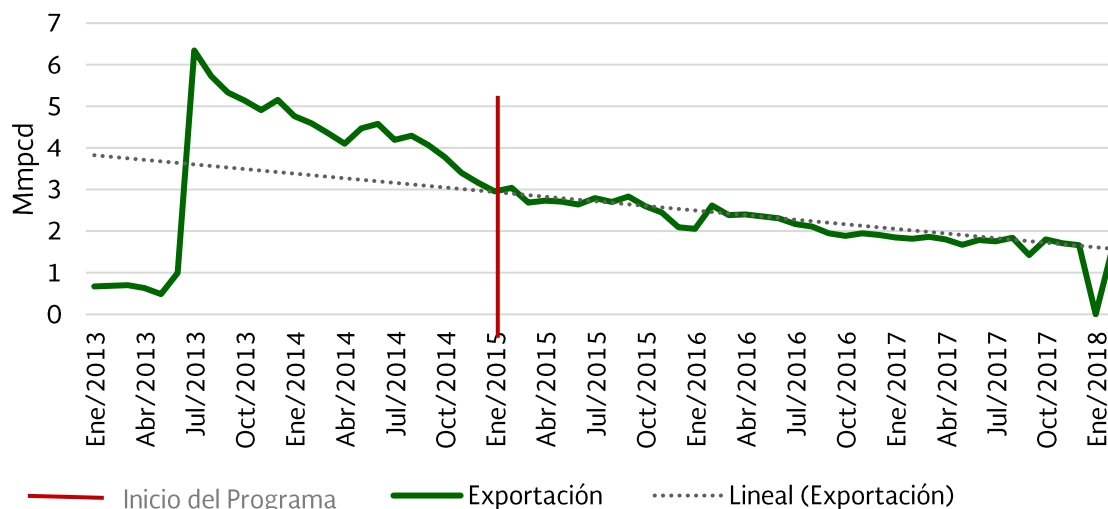
| <b>Objeto de la transacción</b>                        | <b>Número de permisos</b> | <b>Volumen otorgado (litros)</b> | <b>% del número de permisos</b> | <b>% del volumen</b> |
|--------------------------------------------------------|---------------------------|----------------------------------|---------------------------------|----------------------|
| Investigación, metrología y requerimientos operativos. | 21                        | 300,802,020,187.35               | 47                              | 3.04%                |
| Comercialización                                       | 25                        | 19,234,277,246,581.40            | 53                              | 96.96%               |
| Total                                                  | 46*                       | 19,834,588,128,6,956.05          | 100                             | 100%                 |

Fuente: SENER.

\*No se contabiliza el volumen del permiso 1701300200120161000000102, del cual el permisionario renunció a sus derechos.

El volumen total autorizado para exportaciones es de 639 mil 907 millones de pies cúbicos (MMpc) de gas natural en estado gaseoso, cantidad equivalente a 7% del consumo nacional entre el 1 de enero de 2015 y el 3 de julio de 2018. Este volumen es marginal e indica la tendencia del mercado a comercializar el gas natural producido internamente dentro del territorio nacional, que es donde encuentra el precio más alto de acuerdo con los niveles de demanda y oferta actuales. El gas natural exportado es generalmente combustible previamente importado que resulta excedente en regiones sin conexión al SISTRANGAS.

Gráfica 11. Exportación de gas natural, 2013- 2018.



Fuente: SENER, Sistema de Información Energética.

Como se observa en la

Gráfica 11 el inicio de la obligación de contar con permiso coincide con una tendencia a la baja del volumen de exportaciones, lo que implica términos comerciales más atractivos en territorio nacional. En este periodo la producción nacional de gas natural ha caído, llevando a una menor disponibilidad de volúmenes para exportación.

En materia de digitalización y en seguimiento a los esfuerzos de construir un gobierno moderno y accesible para toda la población, la DGGNP ha cumplido con los trabajos anuales programados por la Secretaría de la Función Pública (SFP) a fin de digitalizar y agilizar los trámites de permiso previo de exportación de hidrocarburos y procesamiento de gas natural. En este sentido, se trabaja de manera cercana con la SFP

para actualizar la Ventanilla única de Digitalización y participar en los periodos de revisión del proceso de digitalización, denominados “Olas de trabajo” con el objetivo de acercar y facilitar el acceso de la población a estos a través de herramientas digitales.

Conforme a lo establecido en el transitorio Décimo primero de la LH, el 30 de junio de 2015, la DGGNP otorgó -previa solicitud de PEMEX TRI (antes PEMEX Gas y Petroquímica Básica)-, nueve Títulos de Permiso de procesamiento de Gas Natural.

Los Títulos de Permiso otorgados por la SENER establecen las obligaciones que el interesado debe cumplir para realizar la actividad de procesamiento de gas natural. Estas consisten en revisar y verificar las condiciones técnicas y financieras óptimas para el desarrollo de la actividad permitida mediante la realización de visitas de verificación a las instalaciones sujetas a permiso y con reportes mensuales y trimestrales entregados por parte del titular del permiso. Lo anterior permite que dicha actividad se realice de forma continua y segura, contribuyendo con la seguridad energética del País. La estrategia transversal Gobierno Cercano y Moderno –planteada en el PND 2013–2018–, instituye en sus líneas de acción establecer una Estrategia Digital Nacional para fomentar la adopción y el desarrollo de las tecnologías de la información y la comunicación, e impulsar el acceso remoto a los servicios del estado a la sociedad. Con ese fin, el RFTS funciona como un inventario en línea –administrado por la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER, antes COFEMER)–, de todos los trámites y formatos federales. Este incrementa la transparencia y certeza jurídica para los particulares. Las Dependencias y Organismos Descentralizados no pueden aplicar trámites adicionales a los inscritos en el Registro Federal de Trámites y Servicios (RFTS), ni aplicarlos en forma distinta a como se establezcan en el mismo.

En este contexto, el 21 de octubre de 2015 la DGGNP inscribió el trámite SENER-10-003 “Permiso de procesamiento de Gas Natural” en el RFTS, contenido en el Catálogo Nacional de Trámites y Servicios (CNTS) del Estado.

La SENER con el fin de proporcionar información accesible y certera para cualquier interesado en realizar la actividad de procesamiento de gas natural -en concordancia con la LH- y para completar el marco jurídico en esta materia, en octubre de 2015, publica en el DOF las Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los formatos y especificaciones de los requisitos a que se refieren los artículos 50, 51 y 121 de la LH para el otorgamiento de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural. Por su parte, en noviembre de 2015, se publicaron las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los modelos de los Títulos de Permiso en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de Gas Natural. Con lo anterior, los interesados en obtener un permiso pueden acceder y conocer los requisitos del trámite de forma eficaz, así como consultar los formatos de los permisos que otorga la SENER en materia de transformación industrial.



Con el fin de incluir las distintas modalidades del trámite de procesamiento de gas natural, el 26 de enero de 2017, se dio de alta en el RFTS el trámite SENER-10-004 “Permiso de Procesamiento de Gas Natural”, en sustitución del trámite SENER-10-003 para incluir las modalidades de: (i) Obtención, (ii) Modificación, (iii) Cesión, y (iv) Prórroga de permiso de procesamiento de Gas Natural.

Además, el 2 de junio de 2017, la DGGNP –previo cumplimiento de los requisitos establecidos en la normatividad vigente– otorgó a PEMEX TRI la modificación del Título de Permiso de Procesamiento de Gas Natural SENER-CPG-002-2015 correspondiente al CPG Burgos para incluir una nueva planta fraccionadora de condensados.

Conforme a lo establecido en los Términos y Condiciones de los Títulos de Permiso, la DGGNP supervisa el cumplimiento de las obligaciones inherentes a la actividad permitida de procesamiento de gas natural mediante la revisión y evaluación de reportes mensuales y trimestrales, así como visitas de verificación. La DGGNP ha realizado 75 requerimientos de información a los reportes referidos durante el periodo de julio 2015 a julio 2018, los cuales han sido subsanados por los titulares de los permisos en apego al marco regulatorio. Asimismo, al realizar las visitas de verificación se ha comprobado el adecuado funcionamiento de las instalaciones sujetas a permiso, sin reportar incidentes u omisiones.

Los reportes y los requerimientos de información no son públicos debido a que es información sensible de los Titulares de los Permisos. Sin embargo, la información referente a la producción de gas natural y sus derivados se pueden encontrar en el Sistema de Información Energético (SIE), de la SENER.

Cuadro 6. Reportes mensuales y trimestrales de los permisionarios de gas natural

| <b>Año</b>         | <b>Tipo de reporte</b> | <b>Cantidad</b> |
|--------------------|------------------------|-----------------|
| 2015 <sup>17</sup> | Mensual                | 54              |
|                    | Trimestral             | 18              |
| 2016               | Mensual                | 108             |

<sup>17</sup> Los primeros reportes recibidos fueron los correspondientes al periodo de julio a diciembre de 2015



|                    |            |     |
|--------------------|------------|-----|
|                    | Trimestral | 36  |
| 2017               | Mensual    | 108 |
|                    | Trimestral | 36  |
| 2018 <sup>18</sup> | Mensual    | 54  |
|                    | Trimestral | 18  |
| Total              |            | 432 |

Fuente: SENER.

Cuadro 7. Visitas de verificación a los permisionarios de gas natural.

| Fecha                         | CPG          | Título de Permiso  |
|-------------------------------|--------------|--------------------|
| 24-25 noviembre 2016          | Burgos       | SENER-CPG-002-2015 |
| 30 noviembre-1 diciembre 2016 | Nuevo PEMEX  | SENER-CPG-008-2015 |
| 1-2 diciembre 2016            | Cactus       | SENER-CPG-003-2015 |
| 5-6 abril 2017                | Arenque      | SENER-CPG-001-2015 |
| 21-22 junio 2017              | Ciudad PEMEX | SENER-CPG-004-2015 |

---

<sup>18</sup> Reportes recibidos hasta el mes de julio de 2018

|                      |               |                    |
|----------------------|---------------|--------------------|
| 26-27 julio 2017     | Matapionche   | SENER-CPG-007-2015 |
| 15-16 noviembre 2017 | Coatzacoalcos | SENER-CPG-005-2015 |
| 6-7 junio 2018       | Poza Rica     | SENER-CPG-009-2015 |
| 20-21 junio 2018     | La Venta      | SENER-CPG-006-2015 |
| 4-5 julio 2018       | Nuevo PEMEX   | SENER-CPG-008-2015 |
| 25-26 julio 2018     | Nuevo PEMEX   | SENER-CPG-002-2015 |

Fuente: SENER.

El 14 de julio de 2017, la DGGNP publicó los Lineamientos internos para la realización de visitas de verificación a permisionarios de procesamiento de gas natural, con el objetivo de cumplir con las mejores prácticas en materia de verificación a instalaciones de proceso y la normatividad aplicable<sup>19</sup>. Con estos lineamientos, los Titulares de los Permisos pueden conocer de forma certera el procedimiento para la realización de una visita de verificación, así como la documentación que presenta el verificador designado por la SENER durante la diligencia.

Las visitas de verificación se programan según lo establece los Lineamientos referidos, publicando un calendario en el sitio web de la SENER para conocimiento de los Titulares de los Permisos de procesamiento de gas natural.

### *Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural*

Para guiar el crecimiento del sistema de transporte, SENER es responsable de diseñar y publicar el *Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento integrado de gas natural, 2015-2019*. Por ley, este plan se elabora con la asistencia técnica de la CRE y considera las propuestas del CENAGAS, pero la SENER también tomó en cuenta los puntos de vista de CNH, PEMEX y CFE. El Plan Quinquenal contiene

<sup>19</sup> Disponibles en:  
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/242021/Lineamientos\\_visitas\\_verificaci\\_n\\_Permisionarios\\_de\\_pr ocesamiento\\_de\\_GN.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/242021/Lineamientos_visitas_verificaci_n_Permisionarios_de_pr ocesamiento_de_GN.pdf)

la planeación indicativa, los proyectos de cobertura social y aquellos que la SENER considere estratégicos para garantizar el desarrollo eficiente del SISTRANGAS.

A la fecha la SENER ha publicado tres revisiones anuales del Plan Quinquenal para verificar la vigencia del mismo ante las condiciones prevaletientes en el mercado de gas natural.

En la elaboración del Plan Quinquenal 2015-2019 participaron la CRE, la CNH y las empresas productivas del Estado PEMEX y CFE, coordinadas por la SENER y el CENAGAS. Para la elaboración del primer plan quinquenal, este grupo de trabajo tomó como base los proyectos contenidos en el PNI 2014-2018. El grupo de trabajo tuvo el objetivo de definir el orden más eficiente para el desarrollo de los proyectos de gasoductos para asegurar el abasto de gas natural en el país al menor costo posible.

Derivado de las mesas de trabajo, el CENAGAS elaboró la propuesta del primer Plan Quinquenal para el periodo 2015-2019. Esta propuesta recibió opinión técnica de la CRE y fue aprobada por el Consejo de Administración del CENAGAS, para posteriormente ser enviada a la SENER; quién después de la revisión correspondiente, publicó el primer Plan Quinquenal 2015-2019 el 18 de diciembre de 2015.

El Plan Quinquenal 2015-2019 contenía los siguientes proyectos<sup>20</sup>:

Tabla 8. Proyectos del Plan Quinquenal.

| Proyecto |                                      | Clasificación |
|----------|--------------------------------------|---------------|
| <b>1</b> | Gasoducto Tuxpan-Tula                | Estratégico   |
| <b>2</b> | Gasoducto La Laguna-Aguascalientes   | Estratégico   |
| <b>3</b> | Gasoducto Tula-Villa de Reyes        | Estratégico   |
| <b>4</b> | Gasoducto Villa de Reyes-Guadalajara | Estratégico   |
| <b>5</b> | Gasoducto San Isidro-Samalayuca      | Estratégico   |
| <b>6</b> | Gasoducto Samalayuca-Sásabe          | Estratégico   |
| <b>7</b> | Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan        | Estratégico   |
| <b>8</b> | Gasoducto Jáltipan-Salina Cruz       | Estratégico   |
| <b>9</b> | Gasoducto Colombia-Escobedo          | Estratégico   |

---

<sup>20</sup> El Plan Quinquenal y sus revisiones se pueden consultar en el blog de la DGGNP: <https://www.gob.mx/sener/articulos/gas-natural-y-petroquimica>

|           |                                     |                  |
|-----------|-------------------------------------|------------------|
| <b>10</b> | Gasoducto Los Ramones-Cempoala      | Estratégico      |
| <b>11</b> | Gasoducto Salina Cruz-Tapachula     | Cobertura social |
| <b>12</b> | Gasoducto Lázaro Cárdenas-Acapulco  | Cobertura social |
| <b>13</b> | Estación de Compresión "El Cabrito" | Estratégico      |

Fuente: SENER.

### *Primera revisión anual del Plan Quinquenal 2015-2019*

La SENER publicó la primera revisión del Plan Quinquenal el 25 de julio de 2016 en la que realizó los siguientes ajustes:

Confirmación de la vigencia de los siguientes proyectos: (i) gasoducto San Isidro-Samalayuca (fallo de licitación junio 2015), (ii) gasoducto Samalayuca-Sásabe (fallo de licitación septiembre 2015), (iii) gasoducto Tuxpan-Tula (fallo de licitación noviembre 2015), (iv) gasoducto Tula-Villa de Reyes (fallo de licitación abril 2016), (v) gasoducto Villa de Reyes-Guadalajara (fallo de licitación marzo 2016), (vi) gasoducto La Laguna-Aguascalientes (fallo de licitación marzo 2016), y (vii) gasoducto Sur de Texas-Tuxpan (fallo de licitación junio 2016). Todos estos proyectos fueron licitados por la CFE.

Modificación de la fecha de licitación de los siguientes proyectos al periodo 2017-2019 para que inicien operaciones en el periodo 2018-2019: (i) Jaltipán-Salina Cruz y (ii) Lázaro Cárdenas- Acapulco. Lo anterior debido a que no existen las condiciones de demanda que permitan anclar el desarrollo de los proyectos referidos.

Se retiran del Plan Quinquenal los proyectos: (i) gasoducto Colombia-Escobedo, sustituido por el gasoducto comercial Nueva Era y (ii) estación de compresión El Cabrito.

Se clasifica el proyecto de gasoducto Salina Cruz-Tapachula como proyecto a cuenta y riesgo y se difiere el análisis del proyecto Ramones-Cempoala al Plan Quinquenal 2020-2024.

El desarrollo de los proyectos de gasoductos contenidos en el Plan Quinquenal 2015-2019 permitirá que la red nacional de gasoductos se expanda en 3,178 kilómetros en 2018, lo que representa el 42% de la expansión total de la red durante la presente administración.

### *Segunda revisión anual del Plan Quinquenal 2015-2019*

La Segunda Revisión del Plan Quinquenal fue publicada por la SENER el 31 de marzo de 2017. En esta revisión, la SENER destacó lo siguiente:

La confirmación de la vigencia de los proyectos estratégicos licitados por la CFE.

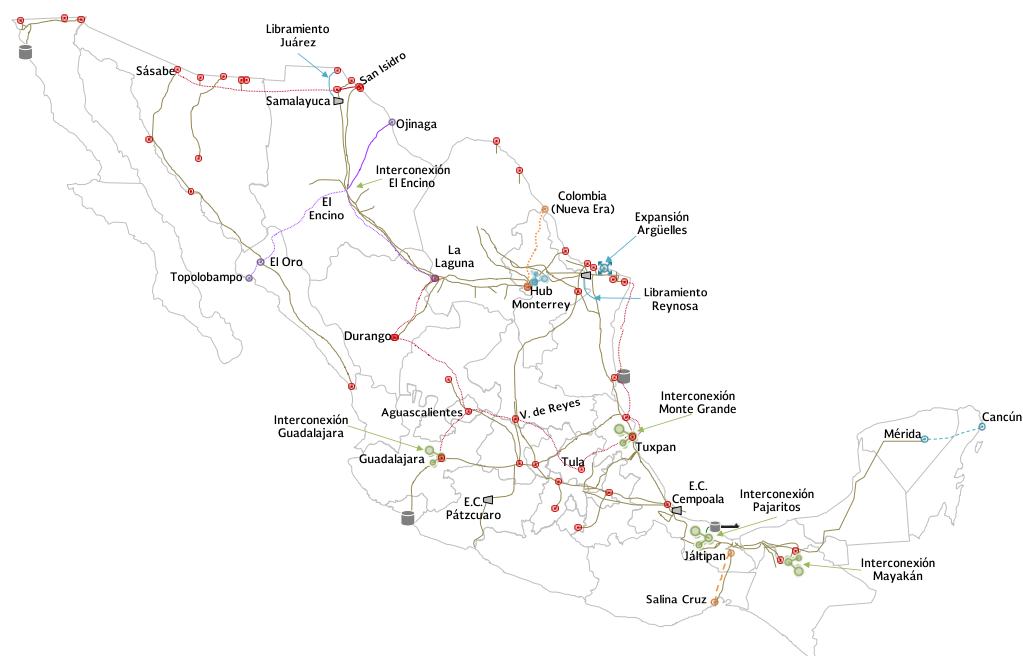
Modificación del periodo de licitación y de la fecha de inicio de operaciones de los siguientes proyectos: (i) gasoducto Jáltipan-Salina Cruz y (ii) gasoducto Lázaro Cárdenas-Acapulco. Lo anterior debido a que no existen las condiciones de demanda que permitan anclar el desarrollo de los proyectos referidos.

Durante la presente Revisión Anual se destacó la necesidad de realizar un análisis de la viabilidad técnica, económica y contractual de las posibles conexiones a los siguientes sistemas de transporte para brindar redundancia y nuevos puntos de inyección que permitan asegurar la continuidad operativa del sistema: (i) gasoducto Nueva Era, (ii) gasoducto Ojinaga-El Encino, y (iii) gasoducto Sur de Texas-Tuxpan.

### *Tercera revisión anual del Plan Quinquenal 2015-2019*

El 27 de marzo de 2018, la SENER publicó la Tercera Revisión Anual del Plan Quinquenal donde determinó la vigencia de los proyectos incluidos en la Figura 3.

Figura 3. Plan Quinquenal: estado de proyectos, 2018.



#### Proyectos Estratégicos en Desarrollo

1. Tuxpan – Tula
2. La Laguna – Aguascalientes
3. Tula – Villa de Reyes
4. Villa de Reyes – Guadalajara
5. San Isidro – Samalayuca
6. Samalayuca – Sásabe
7. Sur de Texas – Tuxpan

#### Otros Proyectos previstos en el Plan Quinquenal

1. Nueva Era
2. Jáltipan – Salina Cruz

#### Proyectos de Interconexión

1. Monte Grande
2. El Encino
3. Guadalajara
4. Pajaritos
5. Mayakán

#### Proyectos Indicativos a cuenta y riesgo de Particulares

1. Hub Kinder Morgan Monterrey
2. Libramiento Reynosa
3. Libramiento Juárez
4. Expansión Argüelles
5. Suministro a Quintana Roo

#### Proyectos a desarrollar por el Cenagas

1. Estación de compresión Pátzcuaro
2. Estación de compresión Cempoala

#### Otros Proyectos no incluidos en el Plan Quinquenal 2015-2019

1. El Encino – Topolobampo
2. Ojinaga – El Encino
3. El Encino – La Laguna

Fuente: SENER.

En la Tercera Revisión del Plan Quinquenal se agregaron proyectos que permitirán aumentar la redundancia y fuentes de suministro al SISTRANGAS –proyectos de interconexión y reconfiguración de las estaciones de compresión de Cempoala y Pátzcuaro–, así como otros proyectos indicativos a desarrollar por cuenta y riesgo de particulares (HUB de Kinder Morgan Monterrey, Libramiento Reynosa, Libramiento Juárez, Expansión Argüelles y el suministro a Quintana Roo).

#### *Política pública para la implementación del mercado de gas natural*

La reforma también abrió los mercados para el transporte, el almacenamiento, la comercialización y la distribución de gas natural a la participación de empresas privadas. SENER publica las políticas públicas que guían la implementación de la construcción de los mercados, pero, corresponde a la Comisión Reguladora de Energía emitir la regulación necesaria para su puesta en práctica. Para abrir los mercados a la

iniciativa privada, la reforma responsabilizó a SENER con el diseño y publicación de la *Política pública del mercado de gas natural*, que delinea las acciones necesarias para desarrollar un mercado líquido y competitivo de gas natural en el país.

La SENER elaboró la *Política pública del mercado de gas natural* para impulsar el desarrollo de un mercado competitivo de este hidrocarburo, y así contribuir a la seguridad energética del país, el abasto oportuno, seguro y a precios competitivos de gas natural en todo el territorio nacional.

La estrategia de implementación de esta Política Pública fue consensuada con la SHCP, la CRE y el CENAGAS.

Para su implementación se planteó una estrategia con acciones de corto, mediano y largo plazo para alcanzar los siguientes objetivos que permitirán el desarrollo de un mercado de gas natural en el país:

1. Información confiable y oportuna para la toma de decisiones.
2. Reserva de capacidad de transporte de gas natural y acceso abierto efectivo.
3. Condiciones de competencia efectiva en la comercialización de gas natural.

La Política Pública trazó la ruta para que en 2018 el país contara con un mercado competitivo de gas natural y fue publicada por la SENER el 25 de julio de 2016.

A la fecha se han realizado las siguientes acciones para la implementación de la Política Pública del Mercado de Gas Natural:

1. Primera Temporada Abierta del SISTRANGAS

El CENAGAS llevó a cabo un proceso de Temporada Abierta en el SISTRANGAS que inició con la publicación de la convocatoria el 26 de octubre de 2016 y culminó en junio de 2017 con la firma de contratos de reserva de capacidad. A partir del 1 de julio de 2017, inició la operación del SISTRANGAS bajo el régimen de reserva de capacidad. Los resultados de la Temporada Abierta fueron los siguientes:

Cuadro 9. Volumen asignado de transporte del SISTRANGAS.

| Volumen de Transporte en el SISTRANGAS(GJ/d) |                                       |           |
|----------------------------------------------|---------------------------------------|-----------|
| Capacidad<br>Asignada                        | Temporada Abierta                     | 2,346,021 |
|                                              | Ronda EPE                             | 2,150,632 |
|                                              | – CFE                                 | 690,751   |
|                                              | – PEMEX                               | 1,459,881 |
|                                              | Contratos en Base Firme Preexistentes | 1,789,309 |
|                                              | TOTAL                                 | 6,285,962 |



|                      |           |
|----------------------|-----------|
| Capacidad SISTRANGAS | 6,466,185 |
|----------------------|-----------|

Fuente: SENER.

## 2. Programa de Cesión de Contratos

En un evento público el 1 de febrero de 2017 la CRE inició la Fase I del PCC. En este evento mediante una tómbola se seleccionó el 30% de los contratos a permanecer con PEMEX TRI y el 20% de los contratos objeto de la primera fase de la cesión.

En septiembre de 2017 concluyó la Fase I del PCC y la CRE identificó que PEMEX TRI cedió el 32.16% del volumen de su cartera de comercialización de gas natural equivalente a 1,144 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de un total de 3,559 MMpcd considerados en la Fase I del PCC. La CRE continuará con las fases II y III del PCC.

## 3. Subastas de Ductos de Internación

El 17 de febrero de 2017 en la Primera Subasta Anual de capacidad en Ductos de Internación se subastó la cantidad equivalente a la Fase I del PCC: 753,722 MMBTU/d (millones de *British Thermal Units* por día). De esta cantidad, 220,741 MMBTU/d fueron asignados a tres empresas que participaron en dicha subasta con una tarifa de salida equivalente a aquella que PEMEX enfrenta en promedio en el mercado de los Estados Unidos de América. Cualquier otra estructura hubiera representado un perjuicio a las finanzas de la empresa productiva del Estado.

El 10 de julio y 10 de agosto de 2017, el CENAGAS llevó a cabo la Segunda y Tercera Subasta Anual de Ductos de Internación mediante la cual CFE Internacional puso a disposición del mercado capacidad disponible por 2,276,337 MMBTU/d en los estados de Chihuahua y Sonora. Ambas subastas se declararon desiertas.

A través de las subastas de capacidad en ductos los nuevos comercializadores compran su propia molécula y hacen uso de su reserva de capacidad para transportarla.

## 4. Eliminación del precio máximo del gas natural objeto de ventas de primera mano

La decisión de permitir que el precio de gas natural a nivel nacional se determine bajo condiciones de mercado busca favorecer la libre competencia, minimizar las distorsiones hacia otros mercados y entre los mercados de combustible sustitutos; y la elección por parte de los usuarios del suministro energético más eficiente acorde a sus necesidades.

La CRE determinó que existen la presencia de agentes económicos distintos a PEMEX que pueden participar en todas las actividades de la cadena de valor del gas natural en las distintas regiones del país, así como diversas fuentes de suministro de gas natural

y combustibles sustitutos por lo que determinó que existen condiciones para eliminar el precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano (VPM) en todo el país.

El 15 de junio de 2017 mediante Acuerdo A/026/2017 el Órgano de Gobierno de la CRE aprobó la eliminación del precio máximo de gas natural para VPM. Lo anterior permite que en mercados donde existe la participación de agentes distintos a PEMEX, éstos ofrezcan al mercado alternativas de suministro de gas natural con precios determinados por las condiciones de mercado.

La CRE continuará regulando la VPM a través de los términos y condiciones, así como los modelos de contratos de comercialización de PEMEX.

#### 5. Otorgamiento de permisos de comercialización

La CRE ha otorgado más de 60 permisos de comercialización, por lo que, en diversos puntos del país comercializadores distintos de PEMEX participan en el mercado de gas natural. Hasta julio de 2018, aproximadamente 22 comercializadores realizan transacciones en materia de gas natural.

La participación de comercializadores de gas natural, distintos de las empresas productivas del Estado, asciende a 32% del mercado.

#### 6. Publicación de información

En línea con lo establecido en la *Política pública del mercado de gas natural*, PEMEX publica de manera regular en su portal comercial la lista de precios de VPM de gas natural en las diversas regiones del país, así como la metodología para su cálculo.

Por su parte la CRE desde julio de 2017 genera y publica mensualmente un Índice de referencia nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo (IPGN)<sup>21</sup> y a partir de febrero de 2018, adicionalmente publica índices de precios regionales. Estos índices son de uso voluntario y no vinculante para la industria del gas natural.

El acceso a ductos de internación, la reserva de capacidad en el SISTRANGAS, el programa de cesión de contratos de comercialización de PEMEX y la liberalización del precio de VPM de gas natural, no han sido un fin en sí mismo, tienen el objetivo de crear

---

<sup>21</sup> Página del Índice de Referencia Nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo (IPGN):  
<https://www.gob.mx/cre/documentos/indice-de-referencia-nacional-de-precios-de-gas-natural-al-mayoreo-ipgn>

las condiciones que permitan la entrada de nuevos participantes y el desarrollo de un mercado competitivo de gas natural.

#### *Otras acciones en materia de seguridad energética*

Para brindar al país adecuadas condiciones de seguridad energética en la cadena de valor del gas natural, la SENER también publicó la *Política pública en materia de almacenamiento de gas natural*. Esta política ordena un mecanismo de inventarios estratégicos y operativos que permitan mitigar los impactos de una interrupción del suministro del hidrocarburo por eventos imprevisibles o ineludibles, tales como problemas técnicos que afecten la producción de gas natural, la infraestructura de transporte, desastres naturales, actos de sabotaje, o la geopolítica de los mercados energéticos. En relación con la política, el *Plan de emergencia* establece los mecanismos de atención a situaciones imprevisibles que en el corto plazo puedan afectar la continuidad del suministro de gas natural, en la forma de medidas específicas que deberán acatarse por los participantes del mercado.

#### *Política pública en materia de almacenamiento de gas natural*

La *Política pública en materia de almacenamiento de gas natural* forma parte de la estrategia trazada por la SENER para desarrollar 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.

La SENER sometió a consulta pública la *Política pública de almacenamiento de gas natural* en el periodo del 14 de diciembre de 2017 al 12 de enero de 2018, de donde se obtuvieron alrededor de 51 comentarios por parte de los participantes del mercado; mismos que contribuyeron a enriquecer el documento final, las respuestas a los comentarios fueron publicadas el 14 de marzo de 2018.

El 27 de marzo de 2018 la SENER publicó la *Política pública de almacenamiento de gas natural*, que establece al CENAGAS, la obligación de contar con un mínimo de cinco días de consumo nacional como inventario estratégico de gas natural –45 BPC– en el año 2026.

Como parte de la implementación, el primer proceso licitatorio será conducido por el CENAGAS y estará limitado a yacimientos dictaminados como económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos y considerará la constitución de al menos 10 billones de pies cúbicos.

Después de comparar las diferentes tecnologías para el almacenamiento de gas natural se determinó que técnica y económicamente es más viable el uso de yacimientos económicamente no viables para la extracción de hidrocarburos para llevar a cabo el

desarrollo de la primera infraestructura de almacenamiento en yacimientos. Por lo anterior, De conformidad con lo establecido en dicha política, el 14 de mayo de 2018 el CENAGAS puso a disposición de los interesados –mediante un cuarto de datos coordinado por la CNH– el paquete de información de los cuatro campos susceptibles para almacenamiento de gas natural subterráneo en virtud de que resultan económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos (Acuyo, Brasil, Jaf y Saramako). A partir del 26 de junio, se incluyeron los modelos estáticos de caracterización de los 4 campos en dicho cuarto de datos.

Por su parte, la SENER, la CRE y el CENAGAS, conducen mesas de trabajo para continuar con la implementación de las acciones necesarias para cumplir con la *Política pública*.

### Plan de Emergencia

Una vez que se cuente con almacenamiento estratégico se requiere de un mecanismo para poder utilizar los inventarios, para ello se deberá establecer un procedimiento que permita mantener la continuidad en el servicio de suministro de gas natural ante una situación de emergencia para aquellas actividades que dependen de este combustible para su operación.

En ese sentido, el *Plan de emergencia para la Seguridad y Continuidad en el Suministro de Gas Natural* delinea la estrategia a implementar con el propósito de mitigar el daño económico relacionado con desequilibrios en el balance oferta-demanda de gas natural.

Como parte de las acciones en materia de seguridad energética se elaboró el Plan de Emergencia, el cual se encuentra en revisión interna para su posterior publicación e implementación.

### *Gas Húmedo Amargo*

El 5 de mayo de 2018 en la Sesión 45 Extraordinaria del Comité de Estrategia e Inversiones y el 15 de mayo de 2018 en la Sesión 16 Extraordinaria del Consejo de Administración de PEMEX TRI, se presentó la estrategia general de comercialización de GHA con alto contenido de nitrógeno, así como la realización de las actividades asociadas a dicha estrategia por parte de PEMEX Exploración y Producción (PEP) y de PEMEX TRI, mismo que contó con la opinión favorable de ambas instancias, para su posterior presentación ante el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

PEMEX está impulsando a través de sus mecanismos de aprobación un proyecto que permitirá incrementar la oferta de GHA mediante el aprovechamiento de una corriente que hoy PEP destina a la reinyección hacia los casquetes, cuyo procesamiento es difícil

por su alto contenido de nitrógeno. El proyecto consiste en eliminar el nitrógeno y mejorar la capacidad de recuperación de líquidos del gas natural, sin alterar la producción de crudo en los yacimientos.

La comercialización del GHA por parte de PEP abrirá la oportunidad de procesar una mayor cantidad de gas húmedo en los centros de proceso de PEMEX TRI, aumentando la oferta de etano en 23 mil barriles diarios (Mbd) para el periodo 2021-2034, permitiendo hacer frente a los compromisos contractuales adquiridos particularmente con Braskem-Idesa y a la demanda de PEMEX Etileno.

## VIII. Seguimiento y control

Esta sección describe las actividades realizadas por la DGGNP para dar seguimiento al desarrollo de cada una de las acciones tendientes a la apertura del mercado de gas natural durante la presente administración. En particular, atiende el otorgamiento de permisos de exportación de gas natural, de permisos para el procesamiento de gas natural, la publicación del *Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento integrado de gas natural* y la publicación de las Políticas públicas de implementación del mercado de gas natural y de almacenamiento gas natural.

### *Permisos*

La DGGNP da seguimiento a la necesidad de modificación de las fracciones arancelarias y a los términos y condiciones estipulados en los permisos de procesamiento y al otorgamiento de permisos previos de exportación de gas natural. También, establece el seguimiento de la vigencia técnica y económica, así como del cumplimiento de obligaciones periódicas de los permisos de procesamiento.

Conforme a la normatividad vigente, los interesados que hayan obtenido un permiso de exportación de 20 años de vigencia deberán presentar a la SENER trimestralmente por medios electrónicos, la información relacionada con el permiso otorgado consistente en: (i) países de origen y destino; (ii) puntos de entrada o salida del país; (iii) volúmenes que entraron o salieron del país a través de cada uno de los puntos de entrada o salida; (iv) en caso de importación, proveedores de los hidrocarburos o petrolíferos; en caso de exportación, compradores de los mismos; y (v) en el caso de importaciones, áreas geográficas o regiones abastecidas. Adicionalmente la SENER podrá requerir en cualquier momento a los permisionarios información relacionada con la actividad permitida. Ante cualquier irregularidad la SENER actuará conforme a lo establecido en la LH en su artículo 86, fracción d.

En este respecto, de los 47 permisos otorgados en materia de exportación, al mes de julio de 2018 se encuentran vigentes 24, todos con vigencia de un año y sujetos a seguimiento por parte de esta Secretaría. En ese contexto, SENER realiza el seguimiento mediante requerimientos de información, en el momento que lo considere conveniente y para verificar que se mantienen las condiciones en las que se otorgaron los permisos. Es importante mencionar que la SENER remite las solicitudes de permiso recibidas a la SE y SHCP para revisión y comentarios.

SENER no ha otorgado permisos de exportación de 20 años, así que, al mes de julio de 2018, no ha recibido reportes trimestrales de esta actividad. De igual forma, SENER no ha realizado requerimientos de información adicionales a los permisionarios de

exportación de corto plazo debido a que no se han presentado irregularidades ni modificaciones en las condiciones de mercado que los justifiquen.

De conformidad con el *Acuerdo por el que se establece la clasificación y codificación de Hidrocarburos y Petrolíferos cuya importación y exportación está sujeta a Permiso Previo*, la SENER podrá solicitar a la Comisión de Comercio Exterior la revisión de las listas de las mercancías sujetas a permiso de importación y exportación, pudiendo eliminar aquellas cuya regulación se considere innecesaria, o bien, integrar las que se consideren convenientes. SENER hace un seguimiento puntual del mercado de gas natural para determinar las adecuaciones a las fracciones arancelarias sujetas a permiso previo de exportación e importación para garantizar la seguridad energética y la liquidez del mercado de gas natural. Por su parte, la DGGNP dará seguimiento a las modificaciones arancelarias realizadas por el Ejecutivo Federal para las mercancías sujetas a permisos previos de comercio exterior y realizará las modificaciones que resulten necesarias al Acuerdo por el que se establece la clasificación y codificación de Hidrocarburos y Petrolíferos cuya importación y exportación está sujeta a Permiso Previo, a fin de brindar certeza jurídica a los usuarios de comercio exterior.

Para optimizar y reducir la carga administrativa de los trámites y procesos, la DGGNP continúa con el trabajo del programa de digitalización de la SFP a través de las olas de trabajo establecidas en los programas anuales de la Unidad de Gobierno Digital de dicha dependencia. Particularmente en el caso de los permisos de procesamiento, la DGGNP continuará con la supervisión de las obligaciones inherentes a los mismos, mediante la evaluación de los reportes mensuales y trimestrales de los permisionarios<sup>22</sup>. Asimismo, se realizarán las visitas de verificación correspondientes a las instalaciones sujetas a permiso, según lo establecidos en los Lineamientos Internos para la Realización de Visitas de Verificación a los permisionarios de Procesamiento de Gas Natural publicados por la DGGNP.

## Auditorías

La DGGNP ha estado sujeta a varios procesos de mejora continua para verificar y optimizar sus procesos sustantivos. En lo que respecta a los permisos de comercio exterior y procesamiento de gas natural, la Auditoría Superior de la Federación realizó una auditoría con el objetivo de comprobar que los procesos de los permisos se apegan a lo establecido en el marco jurídico correspondiente.

En julio de 2016, la Auditoría Superior de la Federación (ASF) ordenó realizar a la SENER la siguiente auditoría:

---

<sup>22</sup> La SENER tiene abierto un proceso en CONAMER para modificar la periodicidad de estos reportes a semanales.



1. Auditoría 479-DE (2015), Conducción de la Política Energética en Materia de Hidrocarburos

Esta auditoría fiscalizó el cumplimiento de las atribuciones de conducción y coordinación de la política energética en materia de hidrocarburos que tiene como fin asegurar el abasto de combustibles que demanda el país.

Sobre los permisos de comercio exterior, la ASF no emitió observaciones, pero respecto de los permisos de procesamiento, la ASF hizo una recomendación al desempeño. La ASF solicitó a la SENER realizar las acciones necesarias para que la Matriz de indicadores de resultados (MIR) “sea una herramienta de planeación estratégica que permita organizar los objetivos, indicadores y metas en materia de hidrocarburos”. La DGGNP atendió la recomendación, proponiendo un cambio en el indicador de la matriz relacionado con el número de reportes recibidos de los permisionarios, así como las visitas de verificación realizadas, el cual fue aceptado y aplicado en la MIR.

*Cuenta Pública 2017*

En abril de 2018, la ASF, con motivo de la revisión y fiscalización de la Cuenta Pública correspondiente al ejercicio 2017, practicó a PEMEX Exploración y Producción, PEMEX TRI y al CENAGAS las siguientes auditorías respectivamente:

2. Auditoría 484-DE, Producción de Gas Natural
3. Auditoría 507-DE, Procesamiento de Gas Natural
4. Auditoría 456-DE, Operación del Sistema de transporte y almacenamiento integrado de gas natural

Los objetivos de cada auditoría eran fiscalizar el cumplimiento del objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano, mediante la explotación y producción de gas natural, a fin de contribuir a asegurar el abastecimiento de este hidrocarburo que demandan los consumidores; el cumplimiento del objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano mediante el procesamiento e importación de gas natural, a fin de contribuir a asegurar el abastecimiento de este hidrocarburo que demandan los consumidores; y el cumplimiento del objetivo de garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios de transporte y almacenamiento de gas natural, mediante la gestión y operación del SISTRANGAS, a fin de contribuir a asegurar el abastecimiento de este hidrocarburo que demandan los consumidores. La DGGNP atendió el requerimiento de información el 12 de abril de 2018.



## Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento integrado de gas natural

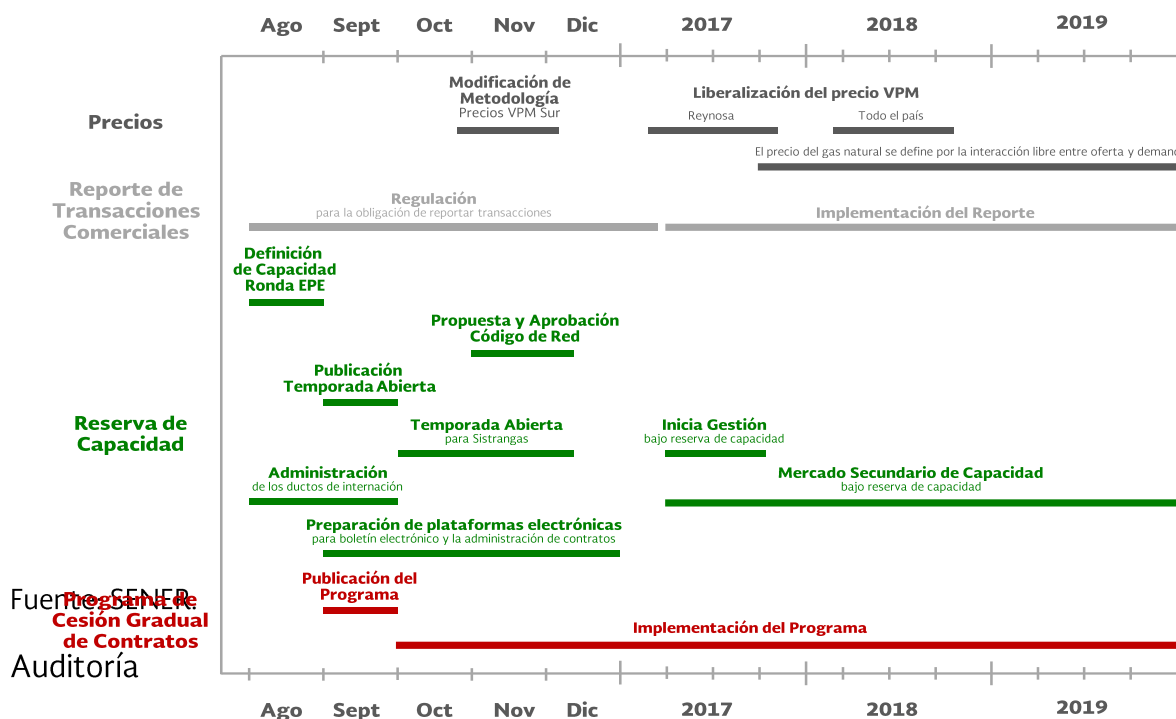
Para verificar la vigencia del Plan Quinquenal conforme a las condiciones del mercado, la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento establecen que debe llevarse a cabo una revisión anual de dicho plan. Conforme a la normatividad mencionada, el CENAGAS debe proponer a la SENER, durante el primer trimestre de cada año –previa opinión técnica de la CRE–, la revisión anual del Plan Quinquenal vigente. La SENER revisa la propuesta del CENAGAS y, de ser necesario, realiza los ajustes pertinentes para garantizar el desarrollo eficiente del sistema. Además, la DGGNP da seguimiento a los proyectos o programas que el CENAGAS propone, para verificar su correcto desarrollo.

Desde la publicación del Plan Quinquenal el 18 de diciembre de 2015, se han realizado tres revisiones anuales el 25 de julio de 2016, 31 de marzo de 2017 y 27 de marzo de 2018, respectivamente.

## Política pública para la implementación del mercado de gas natural

Para llevar a cabo las acciones de seguimiento y control de la implementación de la *Política pública del mercado de gas natural* se estableció el siguiente calendario:

Figura 4. Calendario de la *Política pública para la implementación del mercado de gas natural*.



El 6 de julio de 2017, la Secretaría de la Función Pública, vía el Órgano Interno de Control (OIC) en la SENER, notificó al SSH la realización de la

### 1. Auditoría 07/17, Actividades Específicas Institucionales

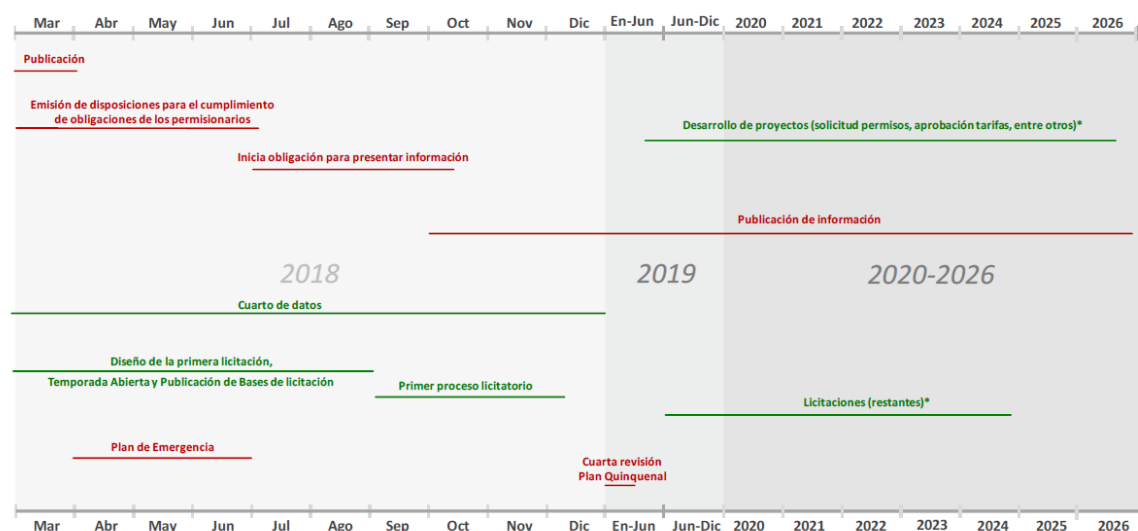
Su objetivo fue verificar que la elaboración, aprobación y evaluación anual del Plan Quinquenal 2015-2019 se llevara a cabo conforme a la normatividad vigente. El OIC detectó un presunto incumplimiento normativo respecto del plazo establecido para la Revisión Anual del Plan Quinquenal, que no fue imputable a la SENER.

### *Política pública de almacenamiento de gas natural*

Como parte de las acciones para dar seguimiento a la implementación de la *Política pública de almacenamiento de gas natural*, la SSH solicitó al CENAGAS, mediante oficio, lleve a cabo las actividades necesarias para cumplir con las directrices establecidas en la Política, además de remitir un informe sobre el avance de dichas acciones. A la fecha CENAGAS ha enviado dos informes: uno detallando el avance de las acciones en materia de almacenamiento estratégico y otro relacionado a almacenamiento operativo. Una vez publicado el Plan de Emergencia se llevará a cabo un seguimiento puntual al protocolo de actuación establecido.

El siguiente calendario muestra el seguimiento a las acciones para implementar la *Política pública de almacenamiento de gas natural*.

Figura 5. Calendario de implementación de la *Política pública de almacenamiento de gas natural*.



\* Sujeto a los resultados del primer proceso licitatorio y a la planeación definida en la cuarta revisión del Plan Quinquenal.

Fuente: SENER.

### *Grupo de Trabajo de Gas Húmedo Amargo*

Las reuniones del Grupo de Trabajo de GHA continuarán hasta que se concluya el proyecto de Aprovechamiento de GHA de PEMEX. La SENER, a través de la DGGNP, ha coordinado las siete reuniones que se han llevado a cabo hasta la fecha, contando con las minutas y listas de asistencia correspondientes.

### *Acciones de control en 2018*

La DGGNP proporcionó información para un requerimiento emitido por la ASF, en posible preparación para una auditoría especial de desempeño en 2018. A la fecha de publicación de este libro blanco, no se ha iniciado esta auditoría.

## **IX. Resultados, beneficios e impactos**

El nuevo modelo energético establecido en la legislación vigente sustituye la participación directa del Estado en el sector con un modelo regulatorio e institucional fortalecido, para promover la creación de mercados abiertos y competitivos. El objetivo es atraer nuevas inversiones, operadores y tecnología que permitan atender la creciente demanda de energía, fortaleciendo la seguridad energética del país.

La reforma constitucional permitió construir un nuevo marco legal e institucional que promueve la competencia en mercados abiertos y eficientes, al tiempo que fortaleció la capacidad del Estado para regular las actividades de procesamiento, transporte, almacenamiento, comercialización y distribución de gas natural. En los últimos cuatro años, la implementación de la reforma tiene avances que pueden agruparse en tres grandes áreas: 1. Expansión histórica de la infraestructura de gasoductos; 2. Apertura y liberalización de mercados; y 3. Fortalecimiento de la seguridad energética. Las siguientes páginas describen los resultados, beneficios e impactos de esta transformación siguiendo estos tres puntos.

### **1. Expansión histórica de la infraestructura de gasoductos**

En el mercado de gas natural, la reforma constitucional ocurrió casi de manera simultánea con las alertas críticas que limitaron el consumo de este combustible debido a la insuficiente capacidad de transporte. Aunque la reforma energética de 1995 había abierto al sector privado la importación, transporte y distribución de gas natural, dos elementos limitaron la participación e hicieron imposible las importaciones privadas: el control de PEMEX de la red de transporte nacional y los precios administrados por la CRE. El modelo anterior alcanzó su límite con las alertas críticas en 2012, que limitaron el consumo al carecer de alternativas de suministro tanto de producción nacional como importada. Resolver este problema era prioritario.

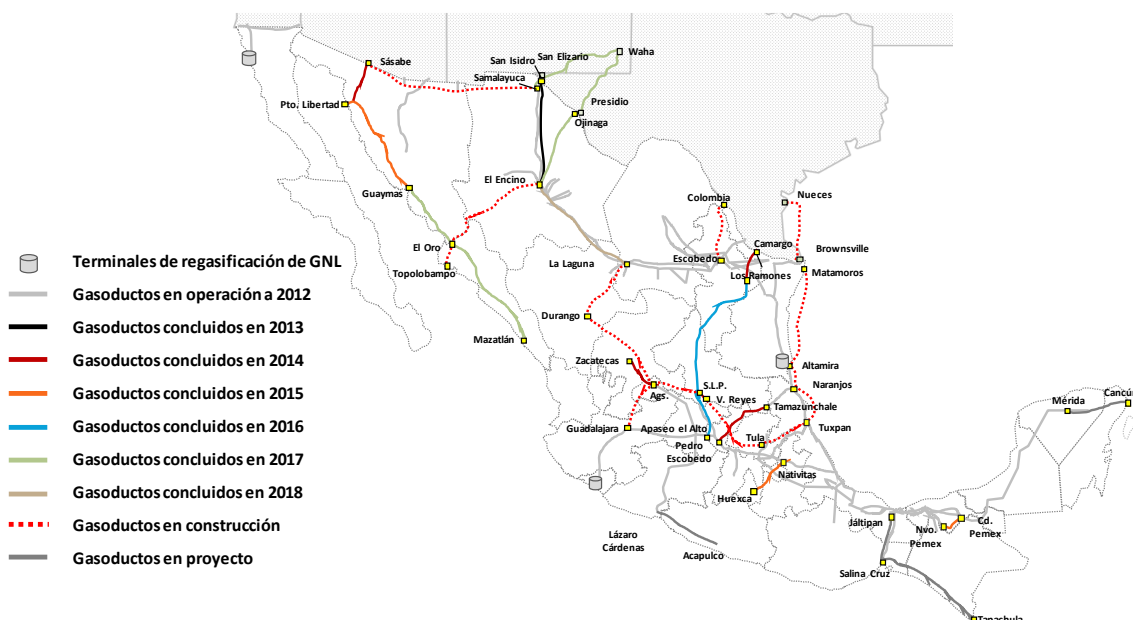
La expansión de la red de gasoductos en el presente sexenio no tiene precedente. Al inicio de la presente administración México contaba con 11 mil 347 kilómetros de gasoductos de transporte, 80 por ciento de los cuáles eran operados por PEMEX. Entre 2012 y julio de 2018, once empresas privadas han agregado 4 mil 639 kilómetros a la red nacional de transporte de gas. Actualmente están en construcción ocho proyectos adicionales con una longitud de 2 mil 882 kilómetros con fecha esperada de entrada en operación para finales de 2018. Los ocho proyectos de gasoducto en construcción

son: (i) El Encino-Topolobampo, (ii) Tula-Villa de Reyes, (iii) La Laguna-Aguascalientes, (iv) Villa de Reyes Aguascalientes-Guadalajara, (v) Samalayuca-Sásabe, (vi) Sur de Texas-Tuxpan (Marino), (vii) Tuxpan-Tula y (viii) Colombia-Escobedo. En 2019 la red nacional de gasoductos alcanzará una longitud de 18 mil 868 kilómetros, una expansión de 66 por ciento en la infraestructura de transporte en la presente administración. Esto permitirá llevar gas natural, el combustible fósil más barato y menos contaminante, a 25 estados del país, con redundancia en las rutas y alternativas de suministro que fortalecen la seguridad energética del país.

Las importaciones de gas natural barato desde Estados Unidos han permitido reducir los costos de generación eléctrica y las emisiones de gases de efecto invernadero. En 2012, México contaba con 16 interconexiones para la importación de gas por ducto. Estas interconexiones tenían capacidad de importación de 2 mil 758 MMpcd. Cuatro de estos sistemas tenían conexión con el SISTRANGAS. En lo que va de la administración entraron en operación siete interconexiones adicionales y está en construcción un proyecto más que agregará una conexión para finales de 2018. En total, la capacidad de importación adicional en 2019 será de más 9 mil millones de pies cúbicos diarios, triplicando la capacidad existente al inicio del sexenio. El desarrollo de nuevos puntos de importación permite atender la creciente demanda de gas natural para generación eléctrica y uso industrial. Además, permite al país aprovechar precios históricamente bajos, producto de la “revolución de las lutitas”, en Norte América. Estos puntos de importación abren alternativas al suministro del sur de Texas, principalmente con nuevos accesos a la cuenca *Permian* en el oeste texano, que tiene los precios de gas natural más bajo del continente. Las conexiones a la red de transporte nacional permitirán llevar gas natural a Chihuahua y a la costa del Pacífico.

El *Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento integrado de gas natural* ha guiado la estrategia de expansión de la infraestructura desde 2015. Con tres revisiones anuales publicadas, el *Plan quinquenal* muestra a todos los interesados el estado de desarrollo del sistema de transporte y almacenamiento de gas natural, y genera certeza sobre el avance de los proyectos. Este instrumento transparenta la dimensión de la demanda a nivel nacional y contribuye a la detonación de proyectos de inversión de manera oportuna. El *Plan quinquenal* también ha permitido identificar interconexiones necesarias para fortalecer el suministro al sur del país, así como desarrollar conexiones con gasoductos como Nueva Era, El Encino y Sur de Texas que darán nuevas alternativas de abasto al sistema nacional.

Figura 6. Proyectos contenidos en el Plan Quinquenal.



Fuente: SENER.

## 2. Apertura y liberalización de mercados

El primer paso para la apertura y liberalización de mercados fue definir claramente los derechos y obligaciones de todos los participantes, para facilitar la entrada de nuevos competidores. Esto permitió dar seguridad jurídica a todas las compañías, públicas y privadas, que ya participaban en el mercado. Por ello, en cumplimiento a la legislación vigente, la SENER otorga los permisos correspondientes para las actividades reguladas, como el procesamiento y las exportaciones de gas natural. Hasta julio de 2018 todas las actividades reguladas y todos los participantes en el mercado, incluyendo empresas públicas y privadas, son permisionarios sujetos a la regulación de la SENER y la CRE. Todas las actividades reguladas tienen obligaciones en materia de reporte de información y de cumplimiento de requisitos de seguridad, definidas en los permisos.

La apertura de mercados requería una estrategia para definir la secuencia y prioridades en el proceso de liberalización. Por ello, la SENER publicó una *Política pública para la implementación del mercado de gas natural* el 26 de julio de 2016. El objetivo de esta política es contar con un mercado competitivo de gas natural que contribuya a la seguridad energética del país y brinde continuidad al suministro. La política definió una estrategia con tres vertientes: a. reserva de capacidad de transporte y acceso abierto efectivo; b. condiciones de competencia efectiva en la comercialización de gas natural,

y c. información confiable y oportuna para la toma de decisiones. Los avances en la instrumentación de esta estrategia se describen a continuación.

a. Reserva de capacidad de transporte y acceso abierto efectivo

El transporte de gas natural es un monopolio natural que está sujeto a regulación económica por parte de la CRE. La Ley de Hidrocarburos establece la obligación de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a los permisionarios de actividades de transporte de gas natural por medio de ducto. Esta obligación quedó reglamentada en las *Disposiciones administrativas de carácter general* que regulan el acceso abierto y la prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural emitidas por la CRE.

La creación de un mercado competitivo de gas natural requiere permitir la reserva de capacidad y el acceso abierto no indebidamente discriminatorio a los gasoductos para todos los participantes. En este ejercicio, la reserva de capacidad consistió en la contratación de capacidad en base firme, tanto en el SISTRANGAS como en los ductos de internación proveniente de Estados Unidos, para el transporte de gas. El CENAGAS fue responsable de este proceso.

El proceso de reserva de capacidad en el SISTRANGAS incluyó dos pasos: primero, una ronda para las Empresas Productivas del Estado, que les permitió reservar o mantener los contratos de reserva de capacidad requerida para la continuidad de sus operaciones de generación eléctrica y transformación industrial. Segundo, una temporada abierta para usuarios finales, EPE y comercializadores, en la cual el CENAGAS les asignó capacidad para sus operaciones y negocios con base en una subasta. Adicionalmente, CENAGAS realizó una temporada abierta para los ductos de internación, que permitió que usuarios finales y comercializadores pudieran transportar gas natural de su elección desde los Estados Unidos hasta el punto de consumo. El CENAGAS administrará y gestionará los contratos de reserva de capacidad suscritos en la subasta de capacidad para ductos de internación; también es responsable de poner a disposición de cualquier interesado la capacidad disponible en ductos de internación, así como el origen del gas natural.

El principio de acceso abierto y la posibilidad de reservar capacidad son clave para la asignación eficiente de la infraestructura de transporte de gas natural. Esta información envía al mercado las señales necesarias para reconocer las oportunidades de construcción de nueva infraestructura. Además, fomentará la creación de un



mercado secundario de capacidad que contribuirá a una mayor participación de nuevos agentes económicos.

Como resultado de la ronda para las EPEs y las temporadas abiertas, el SISTRANGAS opera con un régimen de reserva de capacidad a partir de 2017. En relación con el acceso abierto a los ductos de internación, el 17 de febrero de 2017 el CENAGAS realizó la Primera Subasta de Capacidad en Ductos de Internación, donde fue adjudicado el 29.2% de la capacidad subastada a tres empresas, permitiendo que agentes distintos de PEMEX y CFE puedan importar gas natural desde Estados Unidos. En el sistema nacional, 24 empresas resultaron ganadoras en la subasta de capacidad del SISTRANGAS. Junto con la capacidad reservada por las EPEs, el CENAGAS asignó 97 por ciento de la capacidad disponible en el sistema. El régimen de reserva de capacidad inició el 1 de julio 2017 y CENAGAS lo actualizó a partir del 1 de julio de 2018 mediante el proceso de Renovación de Contratos. Este proceso otorga certeza a todos los usuarios del sistema de transporte sobre el traslado de la molécula, ya sea de importación o producción nacional, hasta el punto de consumo. Adicionalmente, el CENAGAS ha realizado dos consultas públicas con el objetivo de identificar la demanda potencial de transporte y almacenamiento de gas natural.

b. Condiciones de competencia efectiva en la comercialización de gas natural

Antes de la reforma, PEMEX tenía un poder dominante en la actividad de comercialización de gas natural. La CRE expidió la regulación aplicable en materia de comercialización en condiciones de regulación asimétrica para PEMEX. Con el fin de promover la competencia en la comercialización de gas natural y complementar la participación de PEMEX en el mercado, la CRE instrumentó un programa de cesión de contratos (PCC). El objetivo es limitar el control monopólico de PEMEX y liberar 70 por ciento de sus contratos de comercialización. Los usuarios eligieron libremente a proveedores, de acuerdo con sus necesidades. Aunque en una primera fase el objetivo era liberar 30 por ciento de los contratos de PEMEX, los usuarios pueden elegir un nuevo comercializador o mantenerse con PEMEX en cualquier momento. El avance en el PCC de PEMEX TRI ha permitido incrementar el número de comercializadores y diversificar la oferta para los usuarios. Al finalizar la primera fase, PEMEX había cedido 32% del total del volumen de su cartera. Antes del fin de 2018 la CRE realizará las Fases II y III de manera simultánea. Lo anterior ha permitido que actualmente 22 comercializadores estén operando en el país, permitiendo una diversidad de operadores, servicios y precios en beneficios de los consumidores.

c. Información confiable y oportuna para la toma de decisiones



El funcionamiento eficiente del mercado de gas natural requiere información sobre la capacidad de transporte utilizada y disponible; la disponibilidad de oferta y demanda; y la cantidad de oferentes y demandantes, con sus respectivas posiciones de compraventa. Esta información está ahora disponible en los boletines electrónicos del CENAGAS y de todos los permisionarios de transporte de gas natural, así como en las transacciones comerciales reportadas a la CRE.

El avance en los pasos anteriores permitió la liberación de precios. La CRE liberó el precio de venta del gas natural en julio de 2017, lo que permitirá tener un precio sin distorsiones para los participantes del mercado en todas las regiones del país. Además, la CRE publica a partir del mes de julio de 2017 el Índice de Precios de Gas Natural (IPGN) e índices de precios regionales a partir de febrero de 2018, con el propósito de brindar información al mercado para una mejor toma de decisiones de los participantes.<sup>23</sup> La libertad de precios incentiva las inversiones, como las que serán necesarias para desarrollar el almacenamiento y los proyectos requeridos por el CENAGAS anunciados en el Plan Quinquenal.

Al eliminar el precio regulado del gas natural, los nuevos competidores tienen incentivos para participar en el mercado y aumenta la competencia. Para los usuarios, tener acceso a este combustible a precios competitivos les permite elegir al proveedor que mejor les convenga.

### 3. Fortalecimiento de la seguridad energética

La *Política pública en materia de almacenamiento de gas natural* tiene como objetivo crear los incentivos para que México cuente con inventarios operativos y estratégicos de gas natural, aumentando la seguridad de suministro. Esta política tiene beneficios en el sistema de transporte, al asegurar la disponibilidad del hidrocarburo en caso de eventos imprevistos que pudiera afectar el abasto. Para los usuarios, la política aumenta la seguridad energética y permite la continuidad de suministro. La política establece tres obligaciones principales:

- a. constituir almacenamiento estratégico: el CENAGAS licitará el desarrollo de nuevos proyectos de almacenamiento;
- b. contar con inventarios operativos: el CENAGAS tendrá acceso a este inventario en terminales existentes de gas natural licuado para balancear el sistema; y

---

<sup>23</sup> Disponible en: <https://www.gob.mx/cre/documentos/indice-de-referencia-nacional-de-precios-de-gas-natural-al-mayoreo-ipgn?idiom=es>

- c. publicar información periódica: los permisionarios informarán cifras de producción, transporte e inventarios de gas natural.

El primer proceso licitatorio será conducido por el CENAGAS en 2018 y estará limitado a formaciones subterráneas dictaminados como económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos. En uso de sus atribuciones,<sup>24</sup> la SENER instruirá al CENAGAS licitar un primer proyecto estratégico de almacenamiento de al menos 10 MMpc, para su posterior gestión y prestación de servicio. La política establece que los inventarios estratégicos deberán alcanzar 45 MMpc en 2026. Este volumen representa el inventario mínimo requerido para cubrir el 100% de la demanda máxima diaria ante alguna afectación en la infraestructura de suministro más importante durante cinco días. El pago de la infraestructura y del servicio de almacenamiento se socializará mediante las tarifas de transporte de todos los usuarios en la red nacional de gasoductos, minimizando su impacto en los usuarios finales.

EL CENAGAS administrará el almacenamiento estratégico conforme a un Plan de Emergencia. Dicho Plan establecerá un procedimiento que permita mantener la continuidad en el servicio de suministro de gas natural ante una situación de emergencia para aquellas actividades que dependen de este combustible para su operación. El Plan incluirá el procedimiento que seguirá el CENAGAS –en coordinación con la SENER y el Grupo de Trabajo de Política Energética y Regulación de Hidrocarburos– para vigilar las condiciones del mercado de gas natural y así iniciar los protocolos correspondientes en caso de detectarse alguna situación de emergencia. Incluirá acciones adicionales al uso de inventarios para atender un problema en materia de suministro de gas natural. Dicho Plan se encuentra en elaboración por la DGGNP.

La constitución de inventarios estratégicos y operativos de gas natural permitirá incentivar la participación de nuevos agentes en el mercado, tanto en la construcción de la infraestructura de almacenamiento como en otras actividades de la cadena de valor, incluyendo el transporte y la comercialización de gas natural. Esta medida permite adoptar mejores prácticas internacionales para asegurar la continuidad del suministro y distribuye la obligación entre todos los participantes en el mercado. Con los avances en infraestructura, apertura de mercados y seguridad energética, México ha logrado abastecer la creciente demanda de gas natural para usos industriales y generación eléctrica en un entorno de caída en la producción nacional. La nueva infraestructura permite aprovechar el excedente de gas natural en Norteamérica a

---

<sup>24</sup> Conforme a lo establecido en el artículo 69 de la Ley de Hidrocarburos.

precios que mejoran la competitividad del país con el resto del mundo y permiten reducir los costos de generación eléctrica en el país.

## **X. Resumen ejecutivo**

El nuevo modelo energético abrió todas las actividades en la cadena de valor del gas natural a la participación de empresas privadas que complementan la actividad de PEMEX. El nuevo marco institucional creó capacidades para regular las actividades de los participantes en el mercado. A cuatro años de la aprobación de las reformas legales en materia energética, el Estado mexicano cuenta con nuevas herramientas para atraer inversiones, construir infraestructura y alentar innovación tecnológica que permitirán incrementar la seguridad energética.

La presente administración impulsó la mayor expansión de la red de gasoductos en la historia del país para atender la creciente demanda. En estos seis años 11 empresas constructoras de gasoductos participaron con una inversión de 12 mil millones de dólares, para agregar 7 mil 521 kilómetros adicionales a la red de transporte de gas natural. Al final de 2018 la red alcanzará una extensión de 18 mil 868 kilómetros, un crecimiento de 66% en seis años que beneficia a 25 estados. En este periodo, los nuevos ductos de importación triplicaron la capacidad de adquirir gas natural, permitiendo aprovechar un combustible más limpio y económico, atendiendo la demanda y mejorando la competitividad del país.

En el mercado de gas natural, la regulación promueve la competencia, con un operador independiente del sistema de gasoductos que asegura el acceso abierto a todos los jugadores. El CENAGAS tiene la función de transportista y gestor, encargado de administrar la capacidad de transporte del SISTRANGAS y la compra de gas natural licuado para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda en el sistema.

Esta reorganización industrial ha sentado las bases para el desarrollo de un mercado eficiente y con competencia. El CENAGAS ha asignado en dos subastas competitivas 67 contratos de transporte de corto y largo plazo, con 47% de la capacidad en manos de usuarios finales. El programa de cesión de contratos de PEMEX ha creado competencia, con 21 nuevos comercializadores ofreciendo alternativas de servicio, crédito y precio en beneficio de los consumidores. Esto ha permitido la liberación de precios, revelando diferencias regionales que orientan decisiones de inversión en infraestructura. El reporte de transacciones del administrador independiente permite generar información para identificar las condiciones de oferta y demanda de gas natural en las diferentes regiones del país.

La política de almacenamiento inició el proceso para crear un inventario estratégico de gas natural por primera vez en la historia del país. El primer proyecto licitará yacimientos sin viabilidad económica para almacenar al menos 10 mil millones de pies cúbicos (Bcf), iniciando en septiembre de 2018, La meta es tener inventarios

estratégicos de 45 Bcf o 5 días de demanda en 2026. Esto fortalece la capacidad de respuesta ante emergencias que afecten el suministro de este combustible.

Estas medidas responden a la profunda transformación del país en las últimas décadas, pero no son el final del camino. México necesita revertir la caída en la producción de gas natural, pero mientras alcanza esa meta las importaciones ofrecen un suministro confiable y precios competitivos. En el corto plazo, los proyectos de infraestructura de transporte y almacenamiento permitirán atender la creciente demanda en las distintas regiones. En el futuro será necesario incrementar el uso de gas natural en los sectores residencial, comercial y transporte, para aprovechar las ventajas de un combustible más limpio y barato, facilitando la transición hacia una economía con menores emisiones de gases de efecto invernadero.

## **XI. Anexos**

### *Permisos*

#### Permisos de comercio exterior

- Permisos de exportación de hidrocarburos autorizados: <https://www.gob.mx/sener/documentos/exportacion-de-gas-natural?state=published>
- Permisos de importación de hidrocarburos autorizados: <https://www.gob.mx/sener/documentos/importacion-de-gas-natural?state=published>

#### Permisos de procesamiento

- Permisos otorgados: <https://www.gob.mx/sener/documentos/procesamiento-de-gas-natural>
- Información sobre el trámite: <https://www.gob.mx/tramites/ficha/permiso-de-procesamiento-de-gas-natural/SENER2895>

### *Política Pública para la implementación del Mercado de Gas Natural*

#### Política Pública para la implementación del Mercado de Gas Natural

[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/116754/1.\\_Pol\\_tica\\_P\\_blica\\_MGN.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/116754/1._Pol_tica_P_blica_MGN.pdf)

#### Página de la Primera Subasta Anual de Capacidad Disponible en Ductos de Internación

<https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/primera-subasta-anual-de-capacidad-disponible-en-ductos-de-internacion-95253>

#### Página de la Convocatoria Temporada Abierta

<https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/convocatoria-temporada-abierta>

#### Página de la Implementación del Programa de Cesión de Contratos de Comercialización de Gas Natural

<https://www.gob.mx/cre/articulos/cesion-contratos-gas-natural>

Acuerdo de la CRE que deja sin efectos la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano publicada en el DOF

[http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5487216&fecha=16/06/2017](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5487216&fecha=16/06/2017)

Página del Índice de Referencia Nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo (IPGN)

<https://www.gob.mx/cre/documentos/indice-de-referencia-nacional-de-precios-de-gas-natural-al-mayoreo-ipgn>

Buscador de IPGN

<http://www.cre.gob.mx/IPGN/index.html>

Avances en Materia de Gas Natural

<https://www.gob.mx/sener/articulos/avances-de-la-reforma-energetica-en-materia-de-gas-natural?idiom=es>

*Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019*

Página del Plan Quinquenal de Gas Natural 2015-2019

<https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/plan-quinquenal-de-gas-natural-2015-2019>

Página de la 1a. Revisión Anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019

<https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/primera-revision-anual-del-plan-quinquenal-de-expansion-del-sistema-de-transporte-y-almacenamiento-nacional-integrado-de-gas-natural-2015-2019>

Página de la 2a. Revisión anual de Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019

<https://www.gob.mx/sener/articulos/segunda-revision-anual-del-plan-quinquenal-de-expansion-del-sistema-de-transporte-y-almacenamiento-nacional-integrado-de-gas-natural-2015-2019?idiom=es>

Página de la 3a. Revisión anual de Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019



<https://www.gob.mx/sener/articulos/3a-revision-anual-del-plan-quinquenal-de-expansion-del-sistema-de-transporte-y-almacenamiento-nacional-integrado-de-gas-natural-2015-2019?idiom=es>

Página de Infraestructura de gas natural en México- diversos documentos y herramientas para que cualquier interesado pueda consultar los avances en los proyectos de infraestructura de gas natural en México

<https://www.gob.mx/sener/es/articulos/infraestructura-de-gas-natural-en-mexico>

*Acciones en materia de seguridad energética*

Política Pública en materia de almacenamiento de Gas Natural y Anexos:

[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/312167/Documento\\_Pol\\_tica\\_P\\_blica\\_de\\_Almacenamiento.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/312167/Documento_Pol_tica_P_blica_de_Almacenamiento.pdf)

[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/312166/Anexos\\_Pol\\_tica\\_P\\_blica\\_de\\_Almacenamiento.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/312166/Anexos_Pol_tica_P_blica_de_Almacenamiento.pdf)

Proyecto de Almacenamiento estratégico:

<https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/proyecto-de-almacenamiento-estrategico-156833>

Documento: Plan de emergencia para la seguridad en el suministro de gas natural. (En proceso de revisión superior, previo a su publicación).