

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL 2016 - 2030



PROSPECTIVA DE GAS NATURAL

2016-2030



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

MÉXICO, 2016

SECRETARÍA DE ENERGÍA

Pedro Joaquín Coldwell

Secretario de Energía

Leonardo Beltrán Rodríguez

Subsecretario de Planeación y Transición Energética

Cesar Emilio Hernández Ochoa

Subsecretaria de Electricidad

Aldo Flores Quiroga

Subsecretario de Hidrocarburos

Gloria Brasdefer Hernández

Oficial Mayor

Rafael Alexandri Rionda

Director General de Planeación e Información Energéticas

Víctor Manuel Avilés Castro

Director General de Comunicación Social

ELABORACIÓN Y REVISIÓN:

Rafael Alexandri Rionda

Director General de Planeación e Información Energéticas
(ralexandri@energia.gob.mx)

Luis Gerardo Guerrero Gutiérrez

Director de Integración de Prospectivas del Sector
(lguerrero@energia.gob.mx)

Fabiola Rodríguez Bolaños

Subdirectora de Integración de Política Energética
(frodriguez@energia.gob.mx)

Alain de los Ángeles Ubaldo Higuera

Subdirectora de Consumo de Combustibles
(aubaldo@energia.gob.mx)

Ana Lilia Ramos Bautista

Jefa de Departamento de Política Energética
(aramos@energia.gob.mx)

Portada:

Apoyo administrativo: María de la Paz León Femat, Maricela de Guadalupe Novelo Manrique.

2016. Secretaría de Energía

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos la participación de las siguientes dependencias, entidades, organismos e instituciones para la integración de esta prospectiva:

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Comisión Reguladora de Energía

Centro Nacional de Control de Gas Natural

Comisión Federal de Electricidad

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

Subsecretaría de Hidrocarburos

Petróleos Mexicanos

Instituto Mexicano del Petróleo

Energía Costa Azul

Gas del Litoral

Terminal KMS de GNL

Secretaría de Hacienda y Crédito Público

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| Índice | 5 |
| Índice de Cuadros..... | 7 |
| Índice de Figuras | 8 |
| Presentación | 10 |
| Introducción..... | 11 |
| Resumen Ejecutivo..... | 12 |
| 1. Capítulo Uno Marco Regulatorio de Gas Natural..... | 15 |
| 1.1. Implementación de la Reforma en las actividades de la cadena de valor de gas natural. . | 15 |
| 1.1.1. Actividades de Exploración y Extracción de gas natural..... | 16 |
| 1.1.2. Procesamiento de gas natural..... | 19 |
| 1.1.3. Almacenamiento..... | 19 |
| 1.1.4. Transporte..... | 20 |
| 1.1.5. Distribución | 20 |
| 1.1.6. Comercialización de gas natural..... | 21 |
| 1.1.7. Otros instrumentos de regulación | 23 |
| 2. Capítulo dos Mercado de Gas Natural Histórico..... | 26 |
| 2.1. Mercado Nacional de Gas Natural..... | 26 |
| 2.1.1. Demanda Nacional..... | 26 |
| 2.1.2. Demanda de gas natural por sector | 27 |
| 2.1.3. Demanda regional de gas natural | 31 |
| 2.1.4. Oferta de Gas Natural | 33 |
| 2.1.5. Infraestructura de Gas Natural..... | 36 |
| 2.1.6. Precio de gas natural..... | 41 |
| 2.1.7. Comercio Exterior de Gas Natural | 42 |
| 2.1.8. Balance Nacional de Gas Natural | 43 |

| | | |
|--------|---|----|
| 3. | Capítulo Tres Mercado de Gas Natural Prospectivo..... | 45 |
| 3.1. | Prospectiva de Gas Natural..... | 45 |
| 3.1.1. | Demanda de gas natural..... | 45 |
| 3.1.2. | Demanda sectorial..... | 46 |
| 3.1.3. | Demanda regional de gas natural..... | 53 |
| 3.1.4. | Oferta de gas natural..... | 55 |
| 3.1.5. | Infraestructura..... | 61 |
| 3.1.6. | Comercio exterior..... | 62 |
| 3.1.7. | Balance nacional 2015-2029..... | 63 |
| 4. | Análisis de Sensibilidad..... | 65 |
| | Anexos..... | 69 |
| | Glosario..... | 85 |
| | Abreviaturas..... | 89 |
| | Factores de conversión..... | 91 |
| | Referencias..... | 93 |

ÍNDICE DE CUADROS

| | |
|--|----|
| Cuadro 2. 1 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL, 2004-2016* | 33 |
| Cuadro 2. 2 EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN, 2004-2014..... | 35 |
| Cuadro 2. 3 PERMISOS DE TRANSPORTE DE ACCESO ABIERTO DE GAS NATURAL A DICIEMBRE DE 2015..... | 37 |
| Cuadro 2. 4 DATOS Y COMPROMISOS QUINQUENALES DE LOS PERMISIONARIOS DE DISTRIBUCIÓN, AL CIERRE DE 2015..... | 40 |
| Cuadro 2. 5 PERMISOS DE ALMACENAMIENTO DE GNL, 2015..... | 41 |
| Cuadro 2. 6 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2005-2015..... | 44 |
| Cuadro 3. 1 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2015-2030..... | 47 |
| Cuadro 3. 2 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2015-2030..... | 47 |
| Cuadro 3. 3 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR COMPONENTE DE PROYECCIÓN, 2016-2030..... | 48 |
| Cuadro 3. 4 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2015-2030..... | 49 |
| Cuadro 3. 5 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2015-2030..... | 50 |
| Cuadro 3. 6 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2015-2030..... | 50 |
| Cuadro 3. 7 DEMANDA DE GASOLINAS, GAS L.P. CARBURANTE Y GAS NATURAL COMPRIMIDO Y DIÉSEL EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2015-2030..... | 52 |
| Cuadro 3. 8 CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL POR ESTADO, 2015-2030..... | 54 |
| Cuadro 3. 9 PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA CONTEMPLADOS EN EL PLAN QUINQUENAL, 2015-2019..... | 61 |
| Cuadro 3. 10 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2015-2030..... | 64 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. 1 CADENA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL..... | 15 |
| Figura 1. 2 INSTRUMENTOS DE REGULACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL | 16 |
| Figura 1. 3 RESOLUCIONES EN MATERIA DE TRANSPORTE..... | 20 |
| Figura 1. 4 RESOLUCIONES EN MATERIA DE COMERCIALIZACIÓN..... | 22 |
| Figura 1. 5 ACCIONES PARA LA IMPLEMENTACION DE LA POLÍTICA PÚBLICA | 23 |
| Figura 1. 6 CALENDARIO DE LA PRIMERA TEMPORADA ABIERTA..... | 25 |
| Figura 2. 1 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES, 2015 | 26 |
| Figura 2. 2 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2015 | 27 |
| Figura 2. 3 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES SECTOR ELÉCTRICO, 2015..... | 28 |
| Figura 2. 4 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2015 | 28 |
| Figura 2. 5 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2015..... | 29 |
| Figura 2. 6 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2015 | 30 |
| Figura 2. 7 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2015..... | 30 |
| Figura 2. 8 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR SERVICIOS, 2015..... | 31 |
| Figura 2. 9 DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL, 2015 | 32 |
| Figura 2. 10 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL POR CATEGORÍA | 34 |
| Figura 2. 11 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL ASOCIADO Y NO ASOCIADO, 2005-2015 | 35 |
| Figura 2. 12 INFRAESTRUCTURA ACTUAL DE GAS NATURAL | 39 |
| Figura 2. 13 PRECIOS DE REFERENCIA (VENTA DE PRIMERA MANO EN REYNOSA) DE GAS NATURAL, 2010-2016..... | 42 |
| Figura 2. 14 PUNTOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL, 2015..... | 43 |
| Figura 3. 1 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL, 2015-2030 | 45 |
| Figura 3. 2 DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2015-2030..... | 46 |
| Figura 3. 3 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR GRUPO DE RAMAS, 2015-2030..... | 48 |
| Figura 3. 4 AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS, 2015- 2030..... | 51 |

| | |
|---|----|
| FIGURA 3. 5 AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS, 2015-2030..... | 52 |
| Figura 3. 6 PRODUCCIÓN DE GAS, ESCENARIOS MÁXIMO Y MÍNIMO..... | 57 |
| Figura 3. 7 PRODUCCIÓN DE GAS POR ACTIVIDAD, ESCENARIO MÁXIMO 2016-2030..... | 58 |
| Figura 3. 8 PRODUCCIÓN DE GAS POR ACTIVIDAD, ESCENARIO MÍNIMO 2016-2030..... | 58 |
| Figura 3. 9 PRODUCCIÓN DE GAS POR REGIÓN, ESCENARIO MÁXIMO 2016-2030..... | 59 |
| Figura 3. 10 PRODUCCIÓN DE GAS POR REGIÓN, ESCENARIO MÍNIMO 2016-2030..... | 59 |
| Figura 3. 11 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN, ESCENARIO MÁXIMO 2016-2030..... | 60 |
| Figura 3. 12 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN, ESCENARIO MÍNIMO 2016-2030..... | 60 |
| Figura 3. 13 RED DE GASODUCTOS 2015-2019 | 62 |
| Figura 3. 14 IMPORTACIONES DE GAS NATURAL, 2015-2030..... | 63 |

PRESENTACIÓN

Con la finalidad de crear un mercado de gas natural competitivo y eficiente, que atraiga inversiones, garantice la seguridad energética en el país, y ofrezca una oferta de gas natural a precios competitivos que beneficien a todos los sectores, se ha establecido un nuevo modelo en materia de gas natural, que permite la participación de empresas particulares en toda la cadena de valor.

La implementación de la Reforma Energética, se ha visto reflejada en la participación de empresas privadas en las licitaciones para la asignación de campos para la exploración y extracción de hidrocarburos, el establecimiento de un programa de construcción de gasoductos, la publicación del documento de “Política Pública para la Implementación del Mercado de Gas Natural”, y el proceso de temporada abierta para que los interesados reserven capacidad de transporte en la red.

Se han sentado las bases de un mercado de gas natural dinámico y competitivo, que promueva la disponibilidad creciente de gas natural en todo el territorio nacional, que separe el transporte por ducto de la comercialización, establezca principios de acceso abierto y de reserva de capacidad en los gasoductos, fije regulaciones asimétricas cuando existan actores con posiciones dominantes en el sector y publique información sobre las transacciones, su ubicación, precios de descuentos y volúmenes en materia de comercialización de gas natural.

Todas estas acciones, se irán desarrollando en corto, mediano y largo plazos, las cuales se verán reflejas en el comportamiento del mercado, y servirán como base para el desarrollo del documento de la Prospectiva de Gas Natural.

Este documento fue elaborado con la participación de diversas entidades del sector energético, cuyo papel es de gran importancia en materia de gas natural.

INTRODUCCIÓN

El gas natural es una de las principales fuentes de energía, y es utilizado en diversos sectores como: eléctrico, industrial y residencial; debido a que en comparación con otros combustibles fósiles como el carbón, diésel y combustóleo, es un combustible económico y amigable con el medio ambiente. La transición energética que se está llevando en el país, impulsa la participación de combustibles más limpios para la generación de energía.

Es importante contar con una herramienta de planeación indicativa en la que se muestre la evolución del mercado de gas natural, y con ésta poder contribuir a la toma de decisiones en diferentes sectores. Es por esto que anualmente la Secretaría de Energía (SENER) publica las prospectivas del sector energético, de acuerdo al Artículo 24, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.

El documento de prospectiva está integrado por cuatro capítulos en los que se muestra el comportamiento del mercado de gas natural, tanto histórico como prospectivo. El primer capítulo aborda el marco regulatorio de las actividades de la cadena de valor del gas natural, en lo referente a los instrumentos que se han publicado a partir de la Reforma Energética.

El segundo capítulo desglosa el comportamiento del mercado para este combustible durante el periodo que comprenden los años de 2005 a 2015, en temas como demanda, producción, precios, infraestructura de gasoductos, comercio y balances, tanto nacional como regional.

El pronóstico del mercado de gas natural para los próximos 15 años, se incluye en el tercer capítulo. En éste se aborda la demanda, la producción de gas natural de acuerdo a la nueva metodología de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la infraestructura de gasoductos, comercio de gas, el balance nacional y los balances regionales.

En el capítulo cuatro se incluyen ejercicios de análisis de sensibilidad, considerando tres escenarios (base, alto y bajo, para los sectores industrial, residencial y servicios. Finalmente, el documento presenta los anexos con la información de los capítulos dos y tres.

RESUMEN EJECUTIVO

Marco regulatorio de Gas Natural

La Reforma Energética dio lugar a un cambio estructural que busca detonar el potencial del sector energético y contribuir al desarrollo del país, mediante el aprovechamiento sustentable y eficiente de los recursos naturales, a través de una nueva organización en la industria de la exploración y extracción de Hidrocarburos.

Como resultado del nuevo marco legal y regulatorio emanado del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013, se genera un cambio en la organización industrial en el sector del gas natural que hace necesaria una nueva metodología de precios máximos de Venta de Primera Mano (VPM), que contemple los cambios fundamentales en la estructura, organización y funcionamiento de la industria.

Para cada una de las actividades se han publicado resoluciones, acuerdos y decretos, los cuales sirven como instrumentos regulatorios. Los mayores avances se han presentado en la exploración y extracción de gas natural, en los que se encuentran la Ronda Cero, Ronda Uno y Ronda Dos, que se han llevado a cabo con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación.

En el caso del procesamiento de gas natural, se publicaron 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 Ley de Hidrocarburos para el otorgamiento de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural, y las *Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los modelos de los títulos de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural*, que tienen como finalidad coadyuvar a que el procedimiento de otorgamiento de los permisos sea transparente y eficiente, para acatar al mandato establecido en los instrumentos jurídicos correspondientes, previo cumplimiento de los requisitos de Ley.

En materia transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural también se han publicado acuerdos y resoluciones, que servirán para tener un mercado competitivo y eficiente.

Mercado Nacional Histórico

En 2015, la demanda de combustibles fósiles a nivel nacional alcanzó un volumen de 17,115.0 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne), lo que representó un incremento de 1.7% respecto a 2014. Del total de esta demanda, el gas natural tuvo una participación de 43.8% con un volumen de 7,504.1 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), le sigue la gasolina con una participación de 22.3%, diésel con 12.7%, carbón con 7.3%, gas L.P. con 6.3%, combustóleo 4.9% y finalmente coque de petróleo con 2.6% de participación.

La mayor demanda la presentó el sector eléctrico público con un volumen de 3,228.9 mmpcd de gas natural, le siguen el sector petrolero con 2,200.0 mmpcd, el industrial con 1,375.8 mmpcd y el eléctrico privado con una demanda de 568.6 mmpcd. La menor participación la tuvieron los sectores residencial con 94.6 mmpcd, servicios con 33.7 mmpcd y, finalmente, el sector autotransporte con un volumen de 2.4 mmpcd. Cabe mencionar que en todos los sectores se tuvo un aumento en la demanda, a excepción del petrolero el cual disminuyó 3.3% respecto a 2014.

Las reservas remanentes totales al 1° de enero de 2016, alcanzaron un volumen de 31,904.7 miles de millones de pies cúbicos (mmpc), lo que representó una disminución de 41.9% respecto a 2015. Esta disminución se debió a la caída de precios del crudo aunado a los recortes presupuestarios, que presionaron a la baja la actividad de desarrollo por parte de Petróleos Mexicanos (PEMEX), lo que derivó en concentrar los

recursos en las áreas más rentables. Del volumen total de reservas de gas, 22,421.6 mmmpc fueron de reservas de gas natural asociado, y 9,483.1 mmmpc de gas no asociado.

A partir de 2015, la CNH es la encargada de proporcionar los datos de producción para las prospectivas, y la clasificación que se presentaba anteriormente para las delimitaciones de las regiones (Marina Noreste, Marina Suroeste, Sur y Norte) se modifica a una nueva, a saber: Paleocanal de Chicontepec, Áreas marítimas con tirante de agua superior a quinientos metros (Aguas Profundas), Áreas marítimas con tirante de agua inferior a quinientos metros (Aguas Someras), Áreas Terrestres y Gas Natural No Asociado. Esta clasificación se encuentra alineada a lo establecido en el capítulo V del *Acuerdo por el que se expiden las reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos*.

En 2015, la producción de gas natural alcanzó un volumen de 6,401.0 mmpcd, lo que presentó una disminución de 2.0% respecto a 2014. Esta producción incluye un volumen de nitrógeno de 896.7 mmpcd. La producción de gas asociado alcanzó 4,825.7 mmpcd, que representó un ligero aumento de 0.1% con relación a 2014; y una participación de 75.4%. La producción de gas no asociado alcanzó un volumen de 1,573.3 mmpcd, es decir, una disminución de 8.0% respecto a 2014.

Al cierre de 2015, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) tenía vigentes 31 permisos de acceso abierto, de los cuales 25 están en operación, cuatro en construcción, uno por iniciar obras y uno por iniciar operación. Estos permisos representan una longitud total de 15,755.9 kilómetros (Km).

Del total de kilómetros autorizados, 10,068.0 km pertenecen al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), operados y administrados por el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), y 5,687.9 km pertenecen a empresas particulares.

En 2015, el precio de referencia del gas natural promedió 2.6 USD/MMBTU, lo que representó 39.1% menos que el de 2014, esto debido al incremento en el inventario en los Estados Unidos de América (EUA).

Al cierre de 2015, las importaciones alcanzaron un volumen de 3,548.0 mmpcd, un aumento de 24.0% respecto a 2014. Del volumen total importado, 2,910.3 mmpcd fueron mediante ducto, y 637.7 mmpcd fueron de gas natural licuado. En lo que respecta a las exportaciones, se mantuvieron en los mismos niveles que en 2014, alcanzando 12.5 mmpcd. De este volumen, 9.7 mmpcd se exportaron por Cd. Morelos en Baja California y 2.8 por Reynosa en Tamaulipas.

Mercado Nacional Prospectivo

En 2030, la demanda de gas natural se incrementará 20.3% respecto a 2015, alcanzando un volumen de 9,030.4 mmpcd. En el periodo de 2015-2030 la demanda de gas presentará una tasa media de crecimiento anual, tmca de 1.2%. Este incremento se explica por la construcción y entrada de nuevos gasoductos, que permitirán llevar gas natural a zonas donde antes no se tenía acceso, y por el aumento de gas natural en la demanda del sector eléctrico e industrial.

Se espera que en casi todos los sectores se tenga un incremento en su demanda a excepción del sector petrolero, la cual disminuirá 34.0% respecto a 2015. El sector eléctrico seguirá siendo el mayor consumidor con 58.7% de participación; le siguen los sectores industrial, con 23.2%; petrolero con 16.1%; residencial y servicios con 1.3% y 0.6% respectivamente; y, finalmente, el sector autotransporte con 0.1%.

En cuanto a la demanda regional, la región que demandará más gas natural será la Noreste con 33.0%, le siguen la región Sur-Sureste con 21.6%, Centro-Occidente con 20.6%, Centro con 14.3% y, finalmente, la región Noroeste con 10.4%.

En lo que respecta a la producción de gas natural, la CNH, realizó una estimación para los próximos 15 años (escenarios máximo y mínimo), con un nivel de detalle que permite analizar los diferentes tipos de actividad, las regiones y la calidad de los hidrocarburos.

Para la estimación de la producción se consideraron dos componentes principales: la extracción y la exploración. En la extracción se incluyen los campos con reservas descubiertas, en las que se tiene la certeza de la existencia de recursos en el subsuelo, aunque se tiene incertidumbre de la cantidad de recursos existentes. El componente de exploración cuenta con información de las oportunidades exploratorias que podrían ser descubiertas y desarrolladas.

Para determinar los perfiles de producción e inversión del componente se diseñó un modelo de estimación que incorpora la información disponible que corresponde a las oportunidades exploratorias y al razonamiento empresarial de las firmas que potencialmente desarrollarán las oportunidades.

En el caso del escenario mínimo, se estima que la producción alcance un volumen de 2,691.8 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en el año 2030, es decir, una disminución de 51.1% respecto a 2015. Y en el escenario máximo, la producción de gas alcance un volumen de 4,628.2 mmpcd en 2030, lo que representará una disminución de 15.9% respecto a 2015.

En lo que se refiere a infraestructura, el pasado 25 de julio de 2016, se realizó la primera revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019 (Plan Quinquenal), en la cual se verificó la vigencia de los proyectos contenidos en el Plan Quinquenal publicado el 14 de Octubre de 2015, de acuerdo a la evolución del mercado de gas natural.

Se espera que en 2030, la importación de gas natural presente un incremento de 52.4% respecto a 2015, alcanzando un volumen de 5,406.9 mmpcd, y presentando una tmca de 2.8% durante el periodo de 2015-2030. Se considera que, a partir de 2017, la totalidad de las importaciones de gas se realicen mediante ductos, debido a la entrada de la nueva infraestructura de gasoductos en los próximos años. En el caso de las exportaciones, éstas alcanzarán un volumen de 113.9 mmpcd en 2030, lo que representará una tmca de 15.9% durante el periodo 2015-2030.

CAPÍTULO UNO MARCO REGULATORIO DE GAS NATURAL

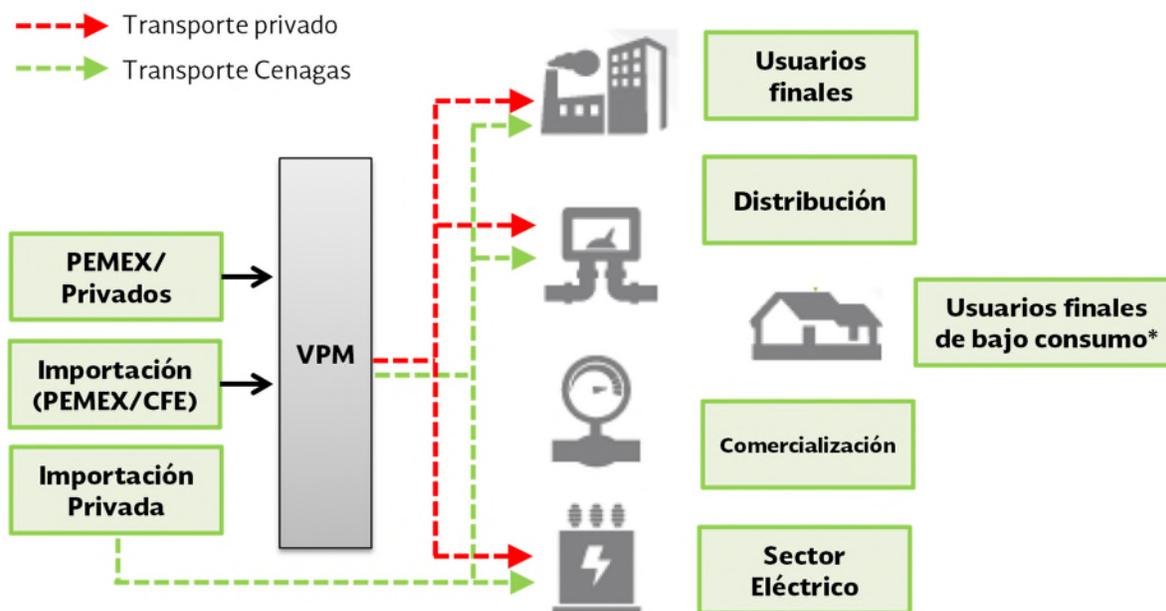
1.1. Implementación de la Reforma en las actividades de la cadena de valor de gas natural.

La Reforma Energética dio lugar a un cambio estructural que busca detonar el potencial del sector energético y contribuir al desarrollo del país, mediante el aprovechamiento sustentable y eficiente de los recursos naturales, a través de una nueva organización en la industria de exploración y extracción de Hidrocarburos.

Como resultado del nuevo marco legal y regulatorio emanado del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013 se genera un cambio en la organización industrial en el sector del gas natural, que requiere una nueva metodología de precios máximos de VPM¹, que contemple los cambios fundamentales en la estructura, organización y funcionamiento de la industria.

La cadena de valor involucra diferentes actividades, como son la exploración, extracción, producción, transporte, almacenamiento, distribución y finalmente la comercialización al usuario final.

FIGURA 1. 1 CADENA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL



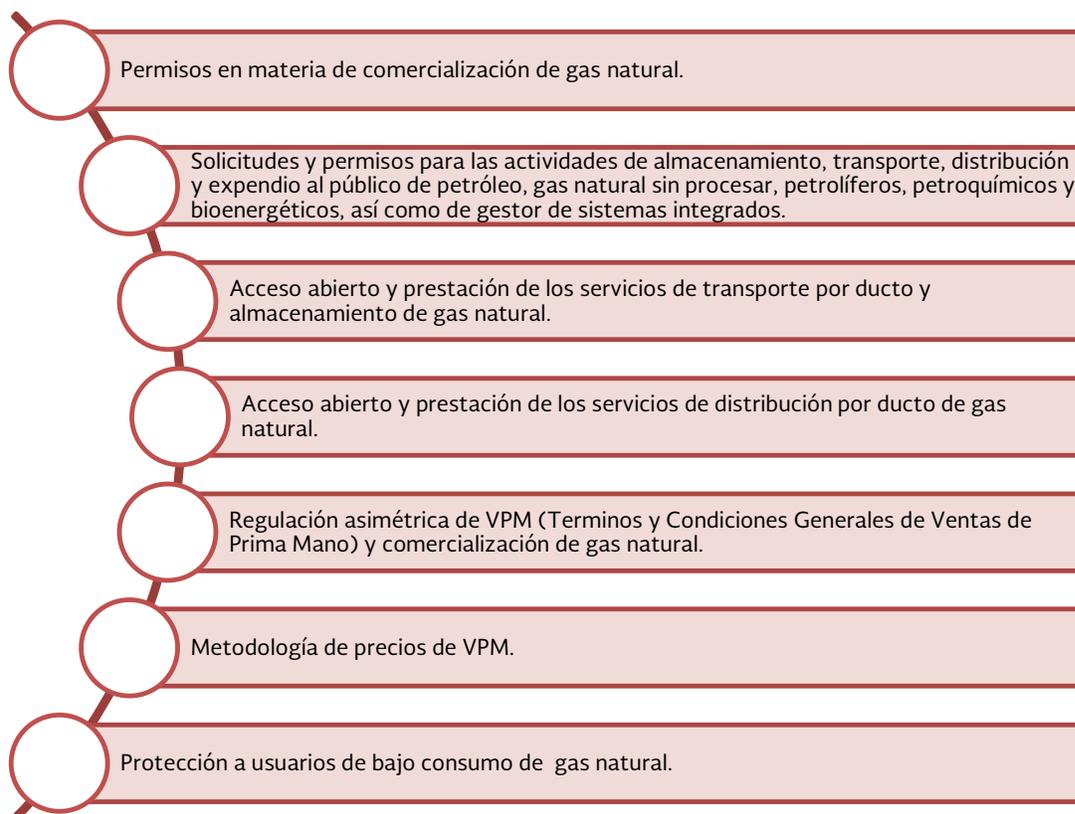
Fuente: Sener con información de la CRE y CENAGAS.

¹ La venta de primera mano se entiende como la primera enajenación, en territorio nacional, que realice Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios o divisiones, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una persona moral, por cuenta y orden del Estado, a un tercero o entre ellos. Dicha venta deberá realizarse a la salida de las plantas de procesamiento, las refinerías, los puntos de inyección de producto importado, ductos de internación, o en los puntos de inyección de los hidrocarburos provenientes de manera directa de campos de producción.

* Usuarios finales de bajo consumo, Persona que adquiere gas natural cuyo consumo máximo anual del energético es de 5,000 GJ.

Con el fin de garantizar la seguridad energética del país, el suministro de gas natural, el acceso abierto, la diversificación del mercado y la protección de los usuarios finales de bajo consumo, a finales de 2015, la CRE presentó los instrumentos regulatorios para la industria de gas natural(ver Figura 1.2).

FIGURA 1. 2 INSTRUMENTOS DE REGULACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL



Fuente: Sener con información de la CRE (Nuevo Marco Regulatorio en Materia de Gas Natural)

1.1.1. Actividades de Exploración y Extracción de gas natural

En esta actividad se han presentado los mayores avances a partir de la Reforma, entre los que se encuentran la Ronda Cero, Ronda Uno y Ronda Dos, que se han llevado a cabo con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación.

En el caso de la Ronda Cero la SENER otorgó a PEMEX 489 asignaciones de las cuales, 108 le permiten realizar actividades de exploración, 286 de extracción y 95 que corresponden a campos en producción asignados por un periodo de dos años o hasta que el Estado los licite².

La Ronda Uno, está conformada por cuatro licitaciones públicas internacionales. La primera licitación para Contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, se dio a conocer el 11 de diciembre de 2014, la cual se integró por 14 áreas localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste, esta provincia ha sido la más explorada y con el mayor porcentaje de producción acumulada del país. El 15 de julio de 2015, se adjudicaron dos de las 14 áreas, y, finalmente, el 4 de septiembre de 2015 la CNH dio a conocer el fallo oficial con los licitantes ganadores: Sierra Oil & Gas en consorcio con Talos Energy, LLC y Premier Oil, PLC.

² Plan Quinquenal de licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, pág. 9.

La segunda licitación de la Ronda Uno, llevada a cabo el 27 de febrero de 2015, comprendió 5 áreas localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste. El resultado de esta licitación se dio a conocer el 30 de septiembre de 2015, donde se adjudicaron tres áreas con Contratos de Producción Compartida para la Extracción de Hidrocarburos. La firma del primer contrato para los campos Amoca, Tecoailli y Miztón se realizó el 30 de noviembre de 2015³, mientras que los contratos de los campos Hokchi, Pokoch e Ichalkil se firmaron el 7 de enero de 2016⁴.

Las empresas ganadoras de la segunda licitación fueron: Eni International B.V; Pan American Energy LLC, en consorcio con E&P Hidrocarburos y Servicios S.A. a C.V.; y Fieldwood Energy LLC, en consorcio con Petrobal S.A.P.I. de C.V.

El 12 de mayo de 2015, se presentó la tercera convocatoria de licitación de la Ronda Uno, que incluyó 25 áreas contractuales de extracción terrestre bajo la modalidad de Licencia. Las 25 áreas se agruparon en tres zonas geográficas identificadas como Campos Burgos, Campos Norte y Campos Sur.⁵ El 15 de diciembre de 2015 se llevó a cabo la adjudicación del 100% de los campos. Los contratos asignados requerirán de una inversión asociada de aproximadamente mil cien millones de dólares durante los próximos 25 años⁶. Finalmente, el 10 de mayo de 2016, la CNH firmó, a nombre del Estado Mexicano, 19 de los 25 contratos de extracción de hidrocarburos tipo Licencia, los cuales estarán a cargo de 12 nuevos contratistas, los restantes 6 contratos se firmaron el 25 de agosto de 2016⁷.

La cuarta licitación de la Ronda Uno se publicó el 17 de diciembre de 2015, esta etapa comprende 10 áreas localizadas en aguas profundas del Golfo de México dentro de las provincias petroleras Cinturón Plegado Perdido y Cuenca Salina⁸. De acuerdo a la versión final de las bases de licitación, publicadas el 31 de agosto de 2016, el acto de presentación, apertura de propuestas y declaración de Licitantes Ganadores se llevó a cabo el 5 de diciembre de 2016⁹.

El 19 de julio de 2016 se presentó la primera licitación de la Ronda Dos, integrada por 15 áreas contractuales localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste. De acuerdo a las bases de licitación el acto de presentación y apertura de propuestas y declaración de licitantes ganadores será el 22 de marzo de 2017¹⁰. La ronda 2.3, se encuentra integrada por 14 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia. Estas áreas contractuales se encuentran localizadas en las provincias petroleras de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste.

Finalmente, el 23 de agosto de 2016, se dieron a conocer las bases de licitación de la segunda convocatoria de la Ronda Dos, integrada por 12 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia, 9 de estas áreas se encuentran ubicadas en la Cuenca de Burgos, 2 en el Cinturón Plegado de Chiapas y una en las Cuencas del Sureste¹¹. El acto de presentación y apertura de propuestas y declaración de Licitantes Ganadores se llevará a cabo el 5 de abril de 2017, según el calendario de las bases de licitación¹².

En cuanto a los acuerdos y disposiciones en actividades de exploración y extracción se han publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) los siguientes:

³ <http://www.gob.mx/sener/presentacion-de-la-firma-del-primer-contrato-de-la-2a-licitacion-de-la-ronda-1>.

⁴ <http://www.gob.mx/sener/articulos/se-firman-los-contratos-de-la-2-licitacion-de-la-rondauno-area-contractual-2-hokchi-y-4-pokoch-e-ichalkil>.

⁵ <http://rondasmexico.gob.mx/l03-bloques/>

⁶ <http://www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-la-tercera-convocatoria-de-la-ronda-uno>.

⁷ <http://www.gob.mx/cnh/acciones-y-programas/contratos-tercera-licitacion-de-la-ronda-1?idiom=es>

⁸ <http://rondasmexico.gob.mx/l04-ap-bloques/>

⁹ <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/08/20160831-9a-VERSION-FINAL-DE-BASES-limpia-aguas-profundas.pdf>. pág. 19.

¹⁰ http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/07/Bases-Aguas-Someras-R02-L01_n.pdf pág.20.

¹¹ <http://rondasmexico.gob.mx/r02-licitaciones/>

¹² <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/08/20160823-Proyecto-Bases-Terrestres-R02-L02.pdf> pág.22

- El 11 de febrero de 2016 se publicó el Acuerdo CNH.E.02.001/16, mediante el cual la CNH modifica los artículos 43, fracción II y 46, primer párrafo y adiciona el transitorio séptimo a los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, publicados el 29 de septiembre de 2015. Esta modificación se realizó con el objeto de otorgar mayor certeza jurídica a los sujetos regulados conforme a lo siguiente:
 - I. Respecto de los artículos 43 y 46, se modifican las referencias a los artículos 43 y 41 a fin de estar en posibilidad de dar debido cumplimiento a dichos artículos, y
 - II. Respecto de la adición del Transitorio, a fin de que Petróleos Mexicanos esté en posibilidad de medir el volumen y la calidad de los Hidrocarburos extraídos de cada asignación, al establecer diferentes puntos de medición.
- El 15 de abril de 2016 se publicó el Acuerdo CNH.E.09.002/16, mediante el cual la CNH modifica el artículo 17 y adiciona el transitorio octavo de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación, y el informe de los recursos contingentes relacionados. Esta modificación da mayor certeza jurídica a los sujetos regulados de conformidad con lo siguiente:
 - I. Se modifica el artículo 17 de los Lineamientos, a fin de que los operadores petroleros puedan considerar las prórrogas de las asignaciones y contratos en la cuantificación y certificación de reservas de hidrocarburos, considerando la metodología del Sistema de Administración de Recursos Petrolíferos (Petroleum Resources Management System-PRMS).
 - II. Se adiciona el transitorio octavo de los Lineamientos, a fin de que durante el primer ciclo de certificación, PEMEX esté en posibilidad de reconocer o documentar los valores de reservas tomando como base el límite económico que corresponda a los campos certificados asociados a cada asignación.
- Las citadas modificaciones y adiciones devienen de los principios de certeza, legalidad, objetividad e imparcialidad que rigen los procedimientos administrativos a cargo de la CNH, conforme a la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.
- El 24 de abril de 2016, se publicó el Acuerdo CNH.03.005/16, mediante el cual la CNH lleva a cabo diversas modificaciones y adiciones a los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones.
- Dichas modificaciones otorgan certeza jurídica a los asignatarios y contratistas respecto del pago de aprovechamientos para la administración en materia técnica de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos por parte de dicha Comisión.
- Finalmente, el 24 de agosto de 2016 se publicó el Acuerdo CNH.E.29.002/16 mediante el cual la CNH modifica los artículos 42 y 43 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.
- Dichas modificaciones consisten en que, en tanto los sujetos regulados¹³ implementen mecanismos y puntos de medición conforme a los planes, se podrán utilizar puntos de medición provisionales siempre que en ellos se esté en posibilidad de llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de hidrocarburo.

¹³ Los sujetos regulados a los que se refiere son: los titulares de Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos que se encuentren en Producción al momento de su suscripción.

1.1.2. Procesamiento de gas natural.

De acuerdo con el artículo 48 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, en la que se establece que las actividades para el tratamiento y refinación de petróleo, el procesamiento de gas natural, y la exportación e importación de hidrocarburos, y petrolíferos, que serán expedidos por la Secretaría de Energía, y al Artículo 4 del *Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos*, en el que se menciona que corresponde a la SENER regular y supervisar, así como otorgar, modificar y revocar los permisos en materia de procesamiento de gas natural,

El 1 de octubre de 2015 se publicaron 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 Ley de Hidrocarburos para el otorgamiento de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural*, y el 19 de noviembre de 2015 se publicaron en el DOF, las *Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los modelos de los títulos de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural*, disposiciones que tienen como finalidad coadyuvar a que el proceso de otorgamiento de los permisos sea transparente y eficiente, y dar cumplimiento al mandato establecido en los instrumentos jurídicos aplicables.

En este sentido, el 27 de febrero de 2015, Pemex solicitó a la SENER permisos de procesamiento de gas natural para los Complejos Procesadores de Gas: Arenque, Burgos, Cactus, Ciudad Pemex, Coatzacoalcos, La Venta, Matapionche, Nuevo Pemex y Poza Rica. Por lo que la SENER, por conducto de la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, otorgó el 30 de junio de 2015 permisos para los nueve Complejos Procesadores de Gas.

1.1.3. Almacenamiento

En la actividad de almacenamiento, corresponde a la CRE regular y supervisar, otorgar, modificar y revocar los permisos para el almacenamiento de hidrocarburos y almacenamiento vinculado a ductos, así como la gestión de los Sistemas Integrados incluyendo el SISTRANGAS¹⁴.

El pasado 13 de enero de 2016, se emitió la Resolución por la que la CRE expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural.

Esta Resolución establece los criterios a los que se deberán sujetar los permisionarios de almacenamiento de gas natural, respecto de la obligación y condiciones para garantizar el acceso abierto, y no indebidamente discriminatorio a sus instalaciones y servicios, las modalidades de temporadas abiertas y la implementación de los boletines electrónicos. Además prevén las modalidades de contratación de los servicios para el uso de la capacidad de los sistemas; y determinan los criterios a los que se sujetarán estas instalaciones para que puedan ser consideradas como de usos propios, así como las condiciones bajo las cuales los permisionarios podrán utilizar parte o la totalidad de sus sistemas para almacenar gas natural de su propiedad.

De acuerdo a esta Resolución, la naturaleza del servicio de almacenamiento comprende la recepción de gas natural en un punto del sistema para su depósito o resguardo, la medición de la calidad y cantidad del producto recibido, su eventual mezclado para ponerlo en especificación y todas las acciones u operaciones necesarias para realizar su entrega posterior, en uno o varios actos, en un punto determinado del mismo Sistema, de conformidad con lo establecido en los Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios (TCPS).

Los almacenistas tendrán prohibido enajenar el gas natural que almacenen, salvo que hayan transportado o almacenado para atender una situación de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor, siempre que se demuestre que ello resultó necesario para garantizar la integridad de los Sistemas y la continuidad, uniformidad, estabilidad y calidad en la prestación de los servicios.

¹⁴ Artículo 5 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

Los permisionarios de almacenamiento tendrán como objeto social principal la prestación de dicho servicio autorizado, así como las actividades inherentes a la consecución de tal objeto.

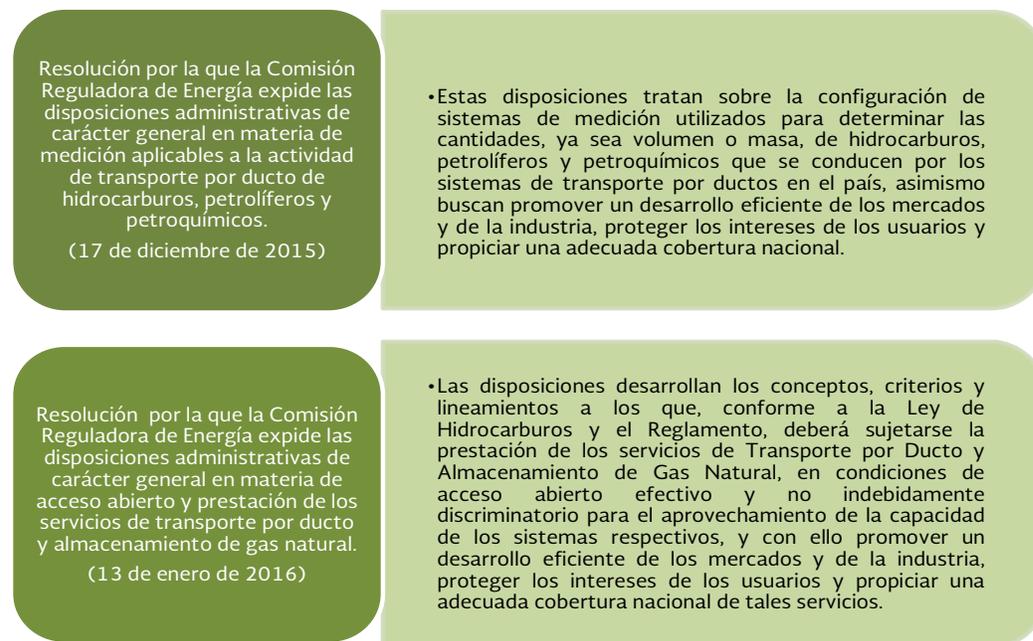
1.1.4. Transporte

La actividad de transporte, comprende la recepción de gas natural en un punto del sistema, su conducción a través de ductos, la medición de la calidad y cantidad del producto recibido, y todas las acciones u operaciones necesarias para realizar su entrega en un punto distinto del mismo sistema y que no conlleva la enajenación o comercialización del producto transportado, de conformidad con lo establecido en el Apartado 1, Sección A, punto 4.1 de la Resolución Núm. RES/900/2015 publicada el 13 de enero de 2016.

Los permisionarios de transporte, tendrán como objeto social principal la prestación de dicho servicio autorizado, así como las actividades inherentes a la consecución de tal efecto. Los transportistas podrán tener como parte de su objeto social la gestión de sistemas integrados, para lo cual deberán sujetarse a las disposiciones administrativas que al efecto emita la CRE.

En materia de transporte se han publicado resoluciones y acuerdos que sirven como instrumentos regulatorios.

FIGURA 1. 3 RESOLUCIONES EN MATERIA DE TRANSPORTE.



Fuente: Sener con información de las resoluciones RES/776/2015 y RES/900/2015, publicadas en el DOF.

1.1.5. Distribución

De acuerdo al *Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos*, la distribución comprende la actividad de adquirir, recibir, guardar y, en su caso, conducir gas natural y petrolíferos, para su expendio al público o consumo final. La distribución podrá llevarse a cabo mediante ducto, auto-tanques, vehículos de reparto, recipientes portátiles, recipientes transportables sujetos a presión, así como los demás medios que establezca la CRE en las disposiciones administrativas de carácter general que emita, para su entrega a los usuarios o usuarios finales, en sus instalaciones o las instalaciones de aprovechamiento, según corresponda.

El servicio de distribución por medio de ductos comprende la actividad de recibir, conducir y entregar gas natural y petrolíferos, a través de una red de tuberías e instalaciones a usuarios o usuarios finales. Cada permiso de distribución por medios distintos a ductos será otorgado para una instalación o conjunto de instalaciones específicas y una capacidad determinada.

En materia de distribución se han publicado los siguientes acuerdos y resoluciones que sirven como instrumento regulatorio:

El 15 de febrero de 2016, se publicó la Resolución por la que la CRE expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de protección al usuario final de bajo consumo de gas natural. Dichas disposiciones establecen los lineamientos a los que deberán sujetarse los comercializadores y los distribuidores, que oferten servicios de comercialización de gas natural a usuarios finales de bajo consumo, a fin de evitar abusos y ejercicio de poder indebido en perjuicio de dichos usuarios.

El 27 de noviembre de 2015, se publicó el Acuerdo por el que la CRE modifica el diverso por el que se expiden las bases de la Licitación Pública Internacional LIC-GAS-021-2012, que tiene por objeto el otorgamiento de un primer permiso de distribución de gas natural para la Zona Geográfica de Morelia. Este acuerdo pretende instrumentar un mecanismo de Licitación que facilite a los adquirentes de las bases, la presentación de sus ofertas técnicas y económicas y permita a la Comisión llevar a cabo los actos de presentación y apertura de dichas ofertas, así como su evaluación, de manera más sencilla, ágil y transparente

1.1.6. Comercialización de gas natural

De acuerdo al *Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos*, la comercialización se entiende como la actividad de "ofertar" a usuarios o usuarios finales, en conjunto o por separado uno o más de los siguientes servicios:

- I. La compraventa de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos;
- II. La gestión o contratación de los servicios de transporte, almacenamiento o distribución de dichos productos, y
- III. La prestación o intermediación de servicios de valor agregado en beneficio de los usuarios o usuarios finales en las actividades a que se refiere el Reglamento.

Se entiende por usuario y usuario final, respectivamente, lo siguiente:

- I. Usuario: El permisionario que solicita o utiliza los servicios de otro permisionario.
- II. Usuario final: La persona que adquiere para su consumo hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos.

El artículo 5, fracción V, del *Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos* señala que corresponde a la CRE regular, supervisar, otorgar, modificar y revocar los permisos para la comercialización de gas natural, petrolíferos y petroquímicos.

En este sentido se publicaron en el DOF las siguientes resoluciones y acuerdos, que servirán como instrumentos regulatorios (ver figura 1.4).

FIGURA 1. 4 RESOLUCIONES EN MATERIA DE COMERCIALIZACIÓN

Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos para la presentación de las solicitudes de permisos de comercialización de gas natural, petrolíferos y petroquímicos (09 / 06/15).

- Estas disposiciones tienen la finalidad de establecer los mecanismos que faciliten y agilicen la expedición de los permisos de comercialización de gas natural, petrolíferos y petroquímicos, y que los interesados en obtener un permiso cuenten con herramientas necesarias para la integración de la información y documentación requeridas para llevar a cabo el trámite correspondiente.

Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los formatos para la presentación de información por parte de los permisionarios de comercialización de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos (06/01/16).

- La resolución tiene la finalidad de que la CRE pueda recopilar información sobre los precios, descuentos y volúmenes en materia de comercialización, por lo que resulta necesario expedir las disposiciones administrativas de carácter general que establezcan los formatos para la presentación de información sobre la actividad de comercialización de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.

Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano (15/02/16).

- La resolución es aplicable únicamente a Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, sus filiales o divisiones, sin perjuicio de que la CRE apruebe y expida una metodología aplicable a otras empresas productivas del Estado o una persona moral que por cuenta y orden del estado realice VPM de gas natural.

Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a la comercialización de gas natural, con condiciones de regulación asimétrica a Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, sus filiales y divisiones y cualquier otra persona controlada por dichas personas (15/02/16).

- La resolución tiene el propósito de limitar el poder dominante de Petróleo Mexicanos, a través de promover una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados.
- Para esto se resuelve que Petróleos Mexicanos, entendida como la Empresa Productiva del Estado, sus organismos subsidiarios, sus filiales o divisiones y cualquier otra persona controlada por dichas deberá instrumentar el Programa de Cesión de Contratos para ceder parte de su cartera de contratos en materia de dicha comercialización de gas natural en un plazo máximo de 4 años, una cesión que equivalga a 70% del volumen de comercialización que actualmente realiza en el mercado nacional.

Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía aprueba y expide los términos y condiciones generales para las ventas de primera mano de gas natural (19/02/16).

- Los términos y condiciones generales para las VPM de gas natural forman parte de la regulación asimétrica que, en términos del Transitorio Décimo Tercero de la Ley de Hidrocarburos, busca limitar el poder dominante de Petróleos Mexicanos, y tienen por finalidad que Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, divisiones o filiales, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una Persona Moral, por cuenta y orden del Estado, realicen las VPM de Gas Natural en cumplimiento a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables, sin incurrir en prácticas indebidamente discriminatorias.

Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía interpreta para efectos administrativos la participación cruzada a la que hace referencia el segundo párrafo del artículo 83 de la Ley de Hidrocarburos y establece el procedimiento para autorizarla (03/03/16).

- El acuerdo establece el procedimiento que deberán seguir aquellos sujetos que se encuentren en el supuesto de participación cruzada descrito en el considerando decimosexto de este acuerdo, con el fin de obtener la autorización de dicha participación cruzada por parte de esta CRE.

Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía modifica la diversa por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos para la presentación de las solicitudes de permisos de comercialización de gas natural, petrolíferos y petroquímicos identificada bajo el número RES/370/2015, con el objeto de adicionar a los hidrocarburos en la lista de productos sujetos a permiso de comercialización (11/03/16).

- La resolución se modifica la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos para la presentación de las solicitudes de permisos de comercialización de gas natural, petrolíferos y petroquímicos, y sus anexos, identificada bajo el número RES/370/2015, a fin de incluir a los Hidrocarburos en todas las referencias relacionadas con la lista de productos a los que les es aplicable dicho instrumento, en el entendido que las referencias al gas natural serán sustituidas por Hidrocarburos.

Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía que establece el criterio que deberá prevalecer en el desarrollo de las actividades de comercialización de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos.(09 / 06/15).

- La actividad de comercialización de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos se entiende realizada en territorio nacional desde el momento en que se oferta a un Usuario o Usuario Final, independientemente de i) el lugar en que se efectúa la oferta o, ii) si se materializa la contratación de alguno de los servicios mencionados en las fracciones del artículo 19 de la Ley de Hidrocarburos.
- La oferta debe realizarse de forma vinculante, teniendo como objeto la contratación de cualquiera de los siguientes servicios, individualmente o por separado: i) compraventa de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos; ii) gestión o contratación de los servicios de transporte, almacenamiento o distribución de dichos productos, y iii) prestación o intermediación de servicios de valor agregado en beneficio del usuario o usuario final; lo anterior, toda vez que las ofertas están dirigidas a los Usuarios o Usuarios Finales, quienes se ubican en territorio nacional, y en caso de contratar los servicios ofertados, consecuentemente éstos se materializarán en territorio nacional.
- Por lo tanto, quien realice las actividades señaladas en los incisos anteriores, requerirá de un permiso expedido por la Comisión Reguladora de Energía. Lo anterior, de conformidad con lo establecido en los artículos 49 de la Ley de Hidrocarburos y 19 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos y considerando los alcances de la definición de Usuario y Usuarios Final contenida en las fracciones XXII y XXIII del artículo 4 de dicho Reglamento.

Fuente: Sener con información de los acuerdos y resoluciones publicados en el DOF

1.1.7. Otros instrumentos de regulación

Con el fin de impulsar el desarrollo de nueva infraestructura y promover una mayor producción de gas natural, se presentó la “Política Pública para la Implementación del Mercado de Gas Natural”, la cual establece las condiciones necesarias para crear un mercado de gas natural competitivo y garantizar la seguridad energética, bajo principios de acceso abierto a la infraestructura, información de calidad y tarifas competitivas.

Esta política presenta acciones de corto, mediano y largo plazo, las cuales son necesarias implementar de forma gradual para poder garantizar el suministro seguro y eficiente de hidrocarburos en territorio nacional (ver figura 1.5).

FIGURA 1. 5 ACCIONES PARA LA IMPLEMENTACION DE LA POLÍTICA PÚBLICA

| | |
|---------------------------------|---|
| Corto plazo (2016) | Reserva de capacidad y acceso abierto efectivo |
| | Reporte de transacciones comerciales |
| | Definición del Programa de Cesión Gradual de Contratos de Pemex |
| Mediano plazo (2017) | Gestión de la reserva de capacidad y acceso abierto efectivo |
| | Liberación parcial del precio de gas natural |
| Largo plazo (2018) | Liberación total del precio de gas natural |
| | Reconfiguración tarifaria del Sistrangas |

Fuente: Sener

En el caso de la implementación de la Reserva de Capacidad y acceso abierto efectivo en el país, en octubre de 2016 el CENAGAS puso a disposición del Público en General la Capacidad Disponible en el SISTRANGAS mediante la Temporada Abierta 2016.

El SISTRANGAS es un conjunto de sistemas de transporte de gas natural interconectados e integrados para efectos tarifarios. Está conformado por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y seis sistemas periféricos que otorgan beneficios técnicos y económicos tales como: redundancia, eficiencia operativa, garantía en el suministro y tarifas competitivas.

El SISTRANGAS tiene una longitud de 10,068 kilómetros, incluyendo el ducto Jáltipan – Salina Cruz. Se extiende a lo largo y ancho del país y alcanzan a veinte (20) Entidades Federativas. Tiene una capacidad total de transporte estimada en 6,196 millones de pies cúbicos diarios, con 24 puntos de inyección y 112 puntos de extracción. La CRE asignó a las Empresas Productivas del Estado (EPE's) la capacidad indispensable para la realización de sus actividades, y la capacidad de transporte restante se pondrá a disposición del público en general, otorgando prioridad a los interesados que cuenten con Derechos Adquiridos.

La Capacidad Disponible del SISTRANGAS será asignada bajo los principios de Acceso Abierto y Trato no Indebidamente Discriminatorio, a fin de aumentar la cantidad de usuarios del servicio transporte de gas natural mediante ductos.

El pasado 20 de diciembre de 2016, órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó la modificación y recalendarización del primer Procedimiento de Temporada Abierta para reservar capacidad en base firme en el Sistema Nacional Integrado de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural (Procedimiento).

Con esto, se otorgan plazos más razonables y se agregan actividades al Procedimiento, con el objeto de empatar con la liberación y subasta de capacidad en Ductos de Internación, y con el Programa de Cesión de Contratos de Comercialización de Petróleos Mexicanos.

Ahora bien, en aras de garantizar el acceso a información oportuna, relevante y exhaustiva, el CENAGAS publicará, en el portal de internet <http://www.gob.mx/cenagas>, un Cuarto de Datos con información de casetas con historial de consumos respectivos, asignaciones a las EPE y a los Productores Independientes de Energía, volúmenes en tránsito y congestiones, condiciones actuales de presión (diagrama de flujo).

Los interesados podrán presentar su Solicitud de Servicio proponiendo un primer costo unitario adicional (β) cuyo resultado promedio por trayecto y grupo (Público General y Derechos Adquiridos), se publicará al concluir los periodos de recepción de primeras posturas y para solventar deficiencias. El periodo de recepción de Solicitudes terminará el 10 de febrero.

Después de la publicación de los promedios de β , los interesados contarán con un plazo de 10 días hábiles para enviar una contrapropuesta de β que evaluará el CENAGAS. A partir de los resultados, que se notificarán en la segunda quincena de abril de 2017, las EPE liberarán capacidad en Ductos de Internación que el CENAGAS subastará a través de un Boletín Electrónico.

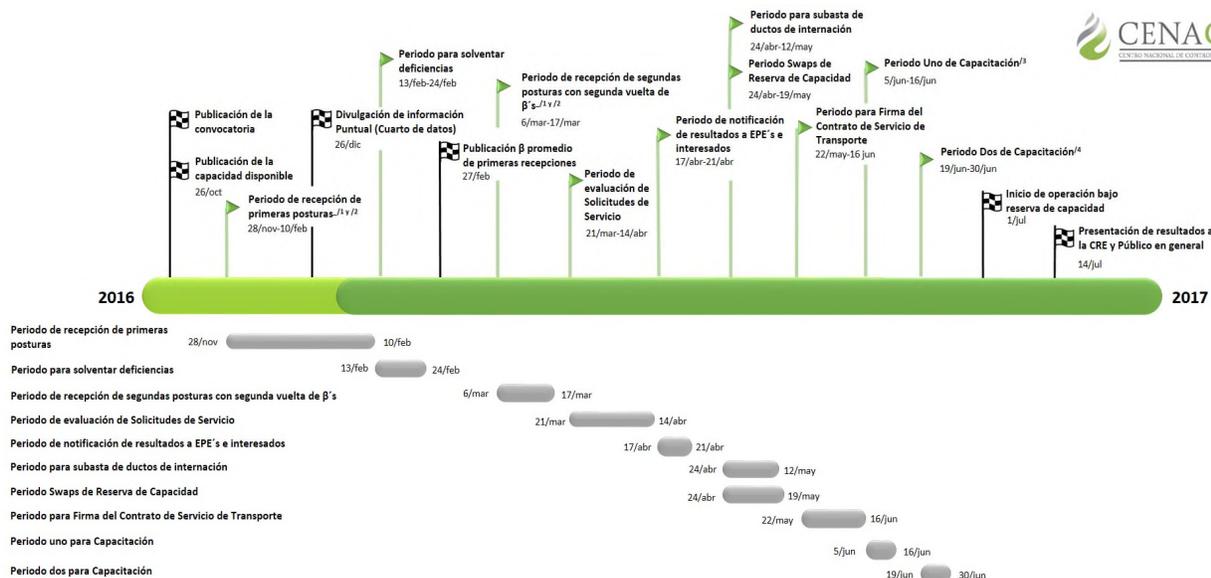
A la culminación del procedimiento de asignación en Ductos de Internación, los ya usuarios del SISTRANGAS podrán negociar (entre ellos) capacidades e intercambiar trayectos.

En función de lo anterior, a partir del 22 de mayo de 2017, se firmarán los contratos de reserva de capacidad en base firme tomando en cuenta que, para efectos de contratación, los usuarios pagarán β de acuerdo a un criterio de subasta de segundo precio. Los usuarios en trayectos saturados no pagarán β .

Por último, el CENAGAS ofrecerá, a los usuarios del SISTRANGAS, un entrenamiento sobre nominación y programación que incluirá una capacitación relativa a los sistemas informáticos que se utilizarán.

Así, y en condiciones de mayor certidumbre, acceso a la información y transparencia, el primero de julio de 2017 se harán efectivos los contratos de reserva de capacidad en base firme con vigencia de un año¹⁵.

FIGURA 1. 6 CALENDARIO DE LA PRIMERA TEMPORADA ABIERTA



_/1. Enviar al correo electrónico temporada-abierta2016@cenagas.gob.mx

_/2. En las oficinas de CENAGAS ubicadas en Insurgentes Sur 388, piso 12, Col. Del Valle, Del. Benito Juárez, C.P. 03100 de lunes a viernes de las 9:00-15:00 hrs y de 16:00-18:00 hrs.

_/3. Contratos firmados entre el 22 de mayo y el 2 de junio.

_/4. Contratos firmados entre el 5 y el 16 de junio.

Calendario basado en los plazos establecidos en las disposiciones 17.2 y 17.3 de las DAGS de acceso abierto.

Se consideran los días inhábiles señalados en la Ley Federal del Trabajo

Fuente: CENAGAS

¹⁵ Secretaría de Energía, <https://www.gob.mx/sener/prensa/modificacion-y-recalendarizacion-de-la-primer-temporada-abierta-para-reservar-capacidad>

CAPÍTULO DOS MERCADO DE GAS NATURAL HISTÓRICO

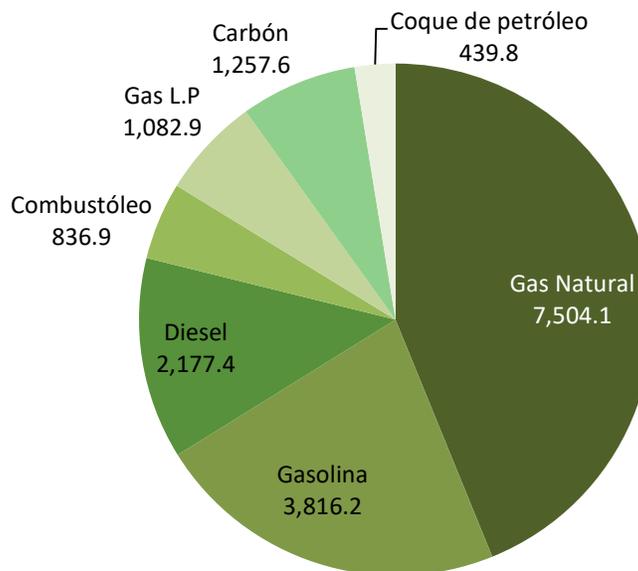
2.1. Mercado Nacional de Gas Natural

En esta sección se presentará la evolución del mercado de gas natural, tanto en la parte de demanda, como de oferta, en lo referente a infraestructura con la que se cuenta actualmente, los precios de gas natural, el balance nacional y por región.

2.1.1. Demanda Nacional

En 2015, la demanda de combustibles fósiles a nivel nacional alcanzó un volumen de 17,115.0 mmpcdgne, lo que representó un incremento de 1.7% respecto a 2014. Del total de esta demanda, el gas natural tuvo una participación de 43.8% con un volumen de 7,504.1 mmpcd, le sigue la gasolina con una participación de 22.3%, diésel con 12.7%, carbón con 7.3%, gas L.P. con 6.3%, combustóleo 4.9% y finalmente coque de petróleo con 2.6% de participación.

FIGURA 2. 1 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES, 2015
(Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

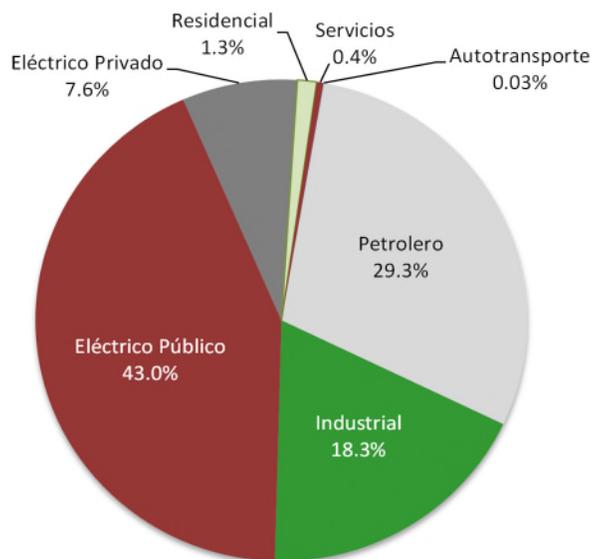


Fuente: Sener con base en información de IMP

2.1.2. Demanda de gas natural por sector

En 2015, la demanda nacional de gas natural se incrementó en 4.1% respecto a 2014. La mayor demanda la presentó el sector eléctrico público con un volumen de 3,228.9 mmpcd, le siguen el sector petrolero con 2,200.0 mmpcd, el industrial con 1,375.8 mmpcd y el eléctrico privado con una demanda de 568.6 mmpcd. La menor participación la tuvieron los sectores residencial con 94.6 mmpcd, servicios con 33.7 mmpcd y, finalmente, el sector autotransporte con un volumen de 2.4 mmpcd. Cabe mencionar que en todos los sectores se tuvo un aumento en la demanda a excepción del petrolero el cual disminuyó 3.3% respecto a 2014.

FIGURA 2. 2 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2015
(Participación porcentual)



Fuente: Sener con base en información de IMP

Sector Eléctrico

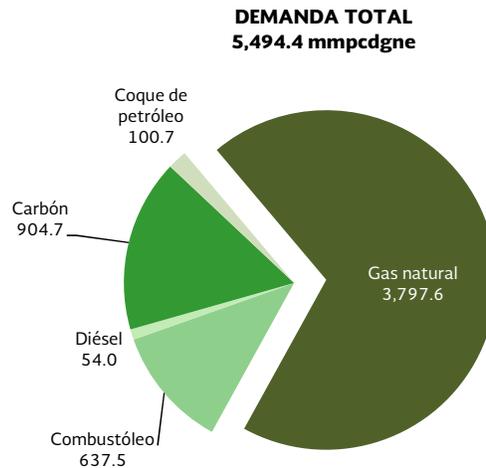
En 2015, el sector eléctrico demandó un volumen total de combustibles de 5,494.4 mmpcdgne, lo que representó un incremento de 4.9% respecto a 2014. De este volumen, el gas natural tuvo una participación de 69.1%, seguido de carbón con 16.5%, combustóleo con 11.6% y, finalmente, coque de petróleo y carbón con 1.8% y 1.0%, respectivamente.

En el caso de gas natural, la demanda presentó un incremento de 8.5% respecto a 2014, alcanzando un volumen de 3,797.6 mmpcd. En 2015, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) utilizó más de 2,200 mmpcd de gas natural para la operación de sus centrales de generación, esto debido a la elevada disponibilidad de gas, que permitió reducir el consumo de los combustibles más caros y contaminantes como el combustóleo y el diésel. Con el fin de ampliar la oferta de gas natural en el país, la CFE impulsa el desarrollo de proyectos de transporte de gas natural para llevar este combustible desde las regiones donde se produce hasta las regiones donde se consume¹⁶.

¹⁶ Informe Anual 2015 CFE. Pág. 20

En este sector, el combustóleo, diésel y coque de petróleo presentaron una disminución en su consumo, mientras que el gas natural y el carbón presentaron un incremento. En la siguiente figura se observa la demanda de combustibles al cierre de 2015.

FIGURA 2. 3 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES SECTOR ELÉCTRICO, 2015.
(mmpcdgne)



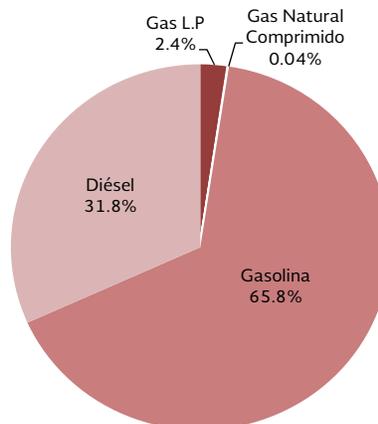
Fuente: Sener con base en información de IMP

Sector Autotransporte

En 2015, la demanda de total de combustibles del sector autotransporte se ubicó en 5,783.7 mmpcdgne, lo que significa un incremento de 0.7% respecto a 2014. En el sector el combustible más demandado fue la gasolina con un volumen de 3,807.7 mmpcdgne, lo que representa una participación de 65.8%, le sigue el diésel con 1,836.8 mmpcdgne, gas L.P con 136.9 mmpcdgne y finalmente el gas natural con 2.4 mmpcd.

En el caso de gas natural, éste se incrementó en 2.5% respecto al 2014, debido principalmente al aumento de vehículos que utilizan este combustible, en cambio se redujo el parque vehicular que usa diésel y gas L.P. (Ver anexo cuadro A.1)

FIGURA 2. 4 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2015
(participación porcentual)



Fuente: Sener con base en información de IMP.

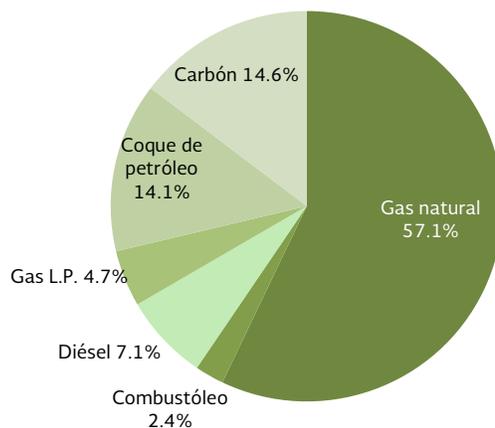
Sector industrial

En 2015, la demanda de combustibles alcanzó un volumen de 2,410.7 mmpcdgne, lo que representó un incremento de 3.6% respecto a 2014. En este sector, el combustible más utilizado fue el gas natural con una demanda de 1,375.8 mmpcd y un incremento de 4.7% respecto al año anterior, esto puede deberse a la mayor disponibilidad de gas natural, gracias a la detonación de nuevos proyectos de gasoductos en zonas en las que antes no se tenía acceso.

Las ramas del sector industrial que consumieron el mayor volumen fueron la de metales básicos, con 347.4 mmpcd, seguido por la química y productos metálicos con 200.4 mmpcd y 137.6 mmpcd, respectivamente. La demanda de gas natural por rama se presenta en el anexo Cuadro A.2.

En el caso de los demás combustibles, el segundo más utilizado fue el carbón con un volumen de 352.9 mmpcdgne, le sigue el coque de petróleo con 339.1 mmpcdgne, diésel con 171.8 mmpcdgne, gas L.P. con 113.3 mmpcdgne y, finalmente, combustóleo con 57.8 mmpcdgne.

FIGURA 2. 5 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2015
(Participación porcentual)



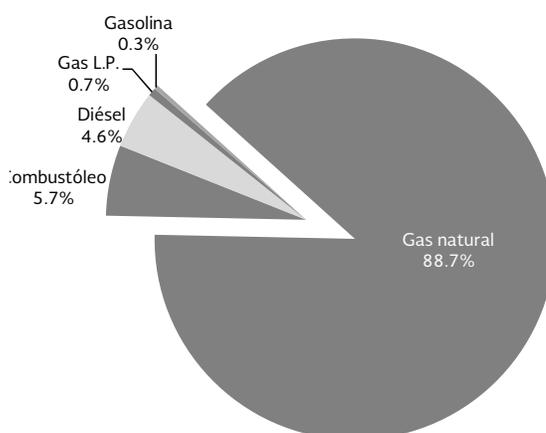
Fuente: Sener con base en información de IMP.

Sector Petrolero

En 2015, la demanda del sector petrolero presentó una disminución de 3.7% respecto a 2014, alcanzando un volumen de 2,481.4 mmpcdgne. En este sector, el gas natural permanece como el combustible más utilizado, aun cuando presentó una disminución de 3.3% respecto al año previo. A este combustible le sigue muy por debajo el combustóleo con un volumen de 141.6 mmpcdgne, diésel con 114.9 mmpcd, gas L.P. con 16.3 mmpcd y finalmente gasolina con 8.6 mmpcdgne.

En las actividades de exploración y producción se demandó 1,254.4 mmpcd, en refinación 385.3 mmpcd, en petroquímica 236.1mmpcd, en gas y petroquímica básica 182.1 mmpcd, cogeneración Nuevo Pemex 87.6 mmpcd y, finalmente, el corporativo tuvo una demanda de 0.3 mmpcd, ver anexo Cuadro A.3.

FIGURA 2. 6 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2015
(Participación porcentual)



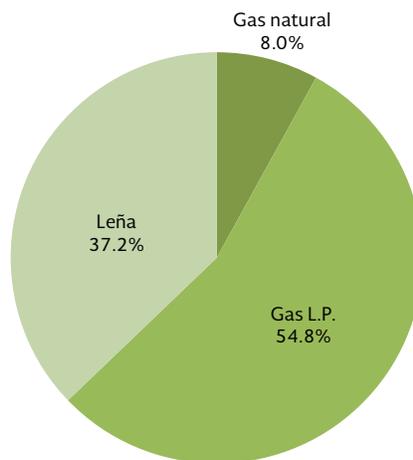
Fuente: Sener con base en información de IMP.

Sector Residencial

En 2015, la demanda del sector residencial presentó una disminución de 0.9% respecto a 2014, ubicándose en 1,187.4 mmpcdgne. El combustible más utilizado en este sector es el gas L.P., cuya demanda alcanzó 653.5 mmpcdgne, le sigue la leña con un volumen de 439.4 mmpcdgne y, finalmente, el gas natural con 94.6 mmpcd. A pesar de que el gas natural fue el combustible menos utilizado, éste se incrementó en 7.8% respecto a 2014.

Es importante señalar que, en el caso de la leña, se actualizaron los datos históricos a partir del 2011 con la última información del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). Los datos de demanda de leña presentan una disminución, ver anexo Cuadro A.4.

FIGURA 2. 7 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2015
(Participación porcentual)



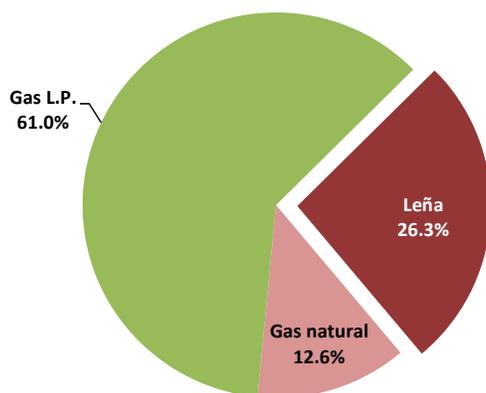
FUENTE: SENER, con base en información de IMP.

Sector Servicios

En 2015, la demanda de combustibles en el sector servicios se incrementó en 8.0% respecto a 2014. En el sector, la mayor demanda fue de gas L.P con un volumen de 162.9 mmpcdgne, le sigue la leña con 70.3 mmpcdgne y, finalmente, el gas natural con 33.7mmpcd. Al igual que en el sector residencial, el gas natural presentó un incremento, en este caso de 12.9% respecto a 2014, y una tmca de 12.6% en el periodo de 2005-2015; mientras que las tmca para gas L.P. y leña fueron de -0.5% y -1.1% respectivamente.

En este sector también se actualizaron los datos históricos de leña a partir de 2011, con la última información del INEGI. Los datos de leña presentan una disminución, ver anexo Cuadro A.5.

FIGURA 2. 8 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR SERVICIOS, 2015
(Participación porcentual)



FUENTE: SENER, con base en información de IMP.

2.1.3. Demanda regional de gas natural

El país se divide en cinco regiones para poder analizar la demanda de gas natural, estas son: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste.

En 2015, casi todas las regiones aumentaron su demanda respecto a 2014, a excepción de la región Sur-Sureste, la cual tuvo una disminución de 6.4%.

En la región Noroeste, se tuvo una demanda de 606.2 mmpcd, es decir un incremento de 22.1% respecto a 2014; sin embargo fue la región con la menor participación de la demanda total con 8.1% del total nacional. En la región el estado de Baja California demandó 349.4 mmpcd, y Sonora demandó 256.8 mmpcd.

La región Noreste tuvo la mayor demanda a nivel nacional con 2,464.2 mmpcd, que representó 32.8% del total nacional. Este nivel de demanda es 4.9% mayor respecto a aquella en 2014. En la región, Tamaulipas y Nuevo León fueron los estados con la mayor demanda, 956.1 mmpcd y 724.4 mmpcd, a estos estados les sigue Chihuahua con 347.6 mmpcd, Coahuila con 235.5 mmpcd y, finalmente, Durango con 200.5 mmpcd.

La región Centro-Occidente tuvo un incremento de 7.7% con respecto a 2014, pasando de 1,053.6 mmpcd a 1,134.6 mmpcd, equivalente a 15.1% del total nacional. En esta región, Guanajuato y Colima presentaron la mayor demanda con 257.4mmpcd y 248.8 mmpcd respectivamente. Los estados de Jalisco y Aguascalientes tuvieron la menor demanda con 75.1 mmpcd y 31.1 mmpcd respectivamente, a pesar de que Aguascalientes presentó la menor demanda, esta se incrementó en 63.2% respecto a 2014.

La región Centro demandó de 919.4 mmpcd, lo que representó un aumento de casi 20% respecto a 2014, y una participación de 12.3% de la demanda nacional. Los estados con la mayor demanda fueron México con

361.5 mmpcd e Hidalgo con 269.3 mmpcd. Los estados con la menor demanda, fueron la Ciudad de México y Morelos con 69.6 mmpcd y 12.5 mmpcd.

Finalmente, la región Sur-Sureste tuvo una disminución de 6.4% en su demanda, pasando de 2,541.9 mmpcd en 2014 a 2,379.7 mmpcd en 2015. Esta región fue la segunda mayor demandante de gas natural con una participación de 31.7% del total nacional. El estado con la mayor demanda fue Veracruz con un volumen de 862.7 mmpcd; lo que representó una disminución de 9.7% respecto a 2014. Por otra parte, Oaxaca fue el estado con la menor demanda con un volumen de 0.1 mmpcd (ver anexo Cuadro A.6).

FIGURA 2. 9 DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL, 2015

(Millones de pies cúbicos diarios)



FUENTE: SENER, con base en información de IMP.

2.1.4. Oferta de Gas Natural

Reservas Remanentes de Gas

Las reservas remanentes totales al 1° de enero de 2016, alcanzaron un volumen de 31,904.7 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), lo que representó una disminución de 41.9% respecto a 2015. Esta disminución se debió a la caída de precios del crudo aunado a los recortes presupuestarios, que presionaron a la baja la actividad de desarrollo por parte de PEMEX, lo que derivó en concentrar los recursos en las áreas más rentables. Del volumen total de reservas de gas 22,421.6 mmmpc fueron de reservas de gas natural asociado, y 9,483.1 mmmpc fueron de gas no asociado.

CUADRO 2. 1 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL, 2004-2016*

(Miles de millones de pies cúbicos)

| Año* | Tipo de gas | |
|------|-------------|-------------|
| | Asociado | No asociado |
| 2004 | 50,412.8 | 13,480.0 |
| 2005 | 49,431.5 | 14,447.3 |
| 2006 | 48,183.0 | 14,171.8 |
| 2007 | 47,403.0 | 15,642.1 |
| 2008 | 46,067.0 | 15,291.6 |
| 2009 | 44,710.0 | 15,664.3 |
| 2010 | 44,046.7 | 17,189.4 |
| 2011 | 43,294.9 | 17,980.0 |
| 2012 | 43,710.4 | 17,930.5 |
| 2013 | 44,402.5 | 18,826.9 |
| 2014 | 41,768.0 | 17,896.7 |
| 2015 | 37,313.0 | 17,576.5 |
| 2016 | 22,421.6 | 9,483.1 |

*Cifras al 1 de enero de cada año.

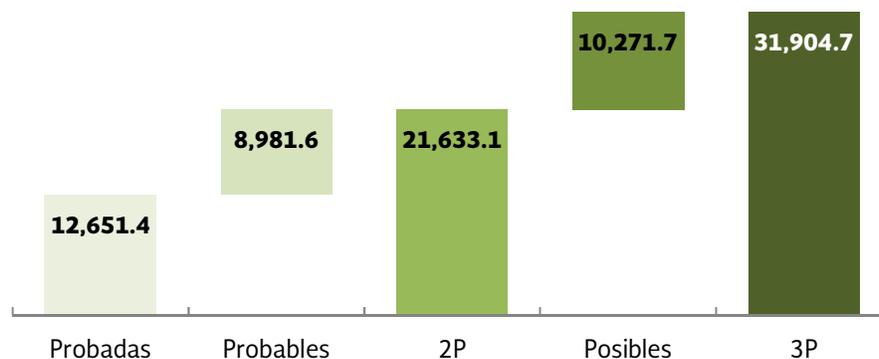
Fuente: CNH.

Las reservas probadas al 1° de enero de 2016, se ubicaron en 12,651.4 mmmpc, de éstas el mayor volumen se concentró en áreas terrestres con un volumen de 6, 501.2 mmmpc, seguida de aguas someras con 5,631.6 mmmpc y finalmente aguas profundas con 518.7 mmmpc.

Las reservas probables alcanzaron un volumen de 8,981.6 mmmpc, éstas se ubicaron principalmente en áreas terrestres con 6,876.4 mmmpc, 1,697.5 mmmpc se localizan en áreas someras y 407.7 en aguas profundas.

Al 1° de enero de 2016 se contaba con un volumen de 10,271.7 mmmpc de reservas posibles, de éstas 7,126.2 mmmpc se concentraron en áreas terrestres, 2,939.5 mmmpc en aguas someras y el resto en aguas profundas.

FIGURA 2. 10 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL POR CATEGORÍA
(Miles de millones de pies cúbicos)



*Cifras al 1 de enero de cada año.

Fuente: CNH

Producción de gas natural

A partir de 2015, la CNH es la encargada de proporcionar los datos de producción para las prospectivas, y la clasificación que se presentaba antes para las delimitaciones de las regiones (Marina Noreste, Marina Suroeste, Sur y Norte) se modifica a una nueva, a saber: Paleocanal de Chicontepec, Áreas marítimas con tirante de agua superior a quinientos metros (Aguas Profundas), Áreas marítimas con tirante de agua inferior a quinientos metros (Aguas Someras), Áreas Terrestres y Gas Natural No Asociado. Esta clasificación se encuentra alineada a lo establecido en el capítulo V del *Acuerdo por el que se expiden las reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos*.

En 2015, la producción de gas natural alcanzó un volumen de 6,401.0 mmpcd, lo que presentó una disminución de 2.0% respecto a 2014, esta producción incluye un volumen de nitrógeno de 896.7 mmpcd

Por clasificación, la producción de gas asociado, que incluye aguas someras y producción terrestre, alcanzó un volumen de 4,825.7 mmpcd, lo que representó un ligero aumento de 0.1% respecto a 2014; y una participación de 75.4%. La producción de aguas someras se ubicó en 3,283.0 mmpcd, un incremento de 6.3% respecto a 2014, y una participación de 51.3% del total de la producción; de este volumen 776.9 mmpcd fueron de nitrógeno. Por otro lado, en el caso de la producción terrestre, se tuvo una disminución de 10.9% respecto a 2014, pasando de 1,732.0 mmpcd a 1,542.7 mmpcd; este volumen representó una participación de 24.1% del total de la producción, y un contenido de nitrógeno de 119.7 mmpcd.

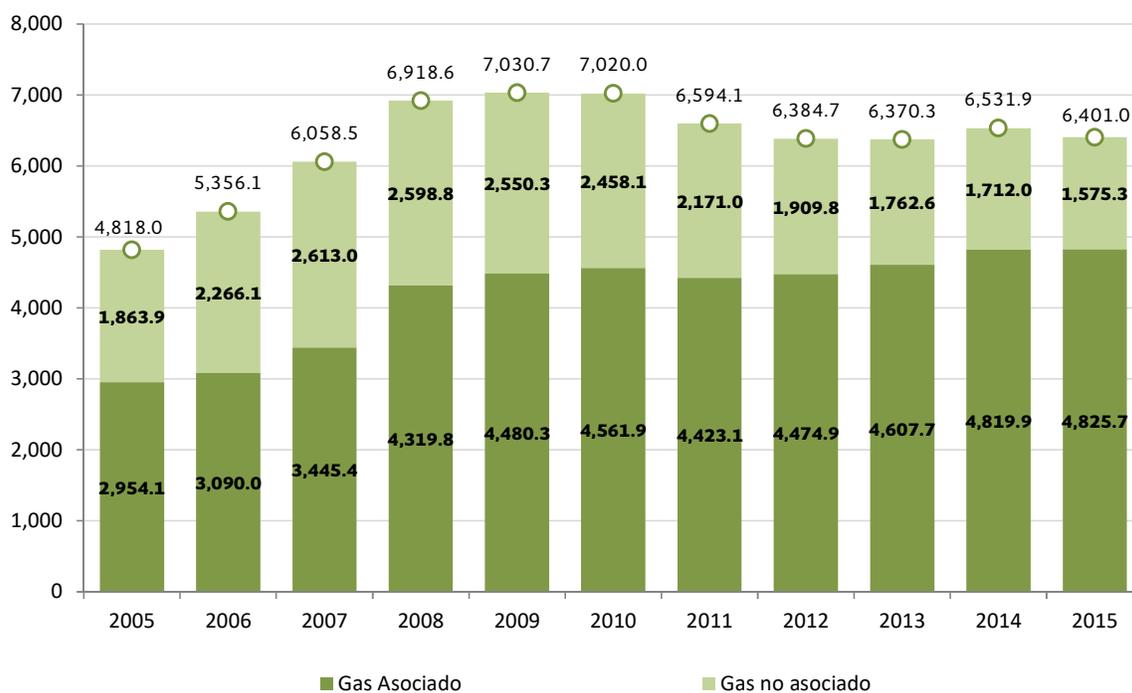
Finalmente la producción de gas no asociado alcanzó un volumen de 1,573.3 mmpcd, es decir, una disminución de 8.0% respecto a 2014, y una participación de 24.6% respecto al año anterior.

CUADRO 2. 2 EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN, 2004-2014
(Millones de pies cúbicos diarios)

| Región | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | tmca 2005-2015 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|
| Producción de gas con nitrógeno | | | | | | | | | | | | |
| Total Nacional | 4,818.0 | 5,356.1 | 6,058.5 | 6,918.6 | 7,030.7 | 7,020.0 | 6,594.1 | 6,384.7 | 6,370.3 | 6,531.9 | 6,401.0 | 2.9 |
| Aguas Profundas | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | n.a. |
| Aguas Someras | 1,582.5 | 1,776.4 | 2,149.7 | 2,924.2 | 2,894.0 | 2,755.4 | 2,613.9 | 2,593.1 | 2,739.2 | 3,087.9 | 3,283.0 | 7.6 |
| Terrestres | 1,371.6 | 1,313.6 | 1,295.7 | 1,395.6 | 1,586.3 | 1,806.5 | 1,809.2 | 1,881.8 | 1,868.5 | 1,732.0 | 1,542.7 | 1.2 |
| Gas No Asociado | 1,863.9 | 2,266.1 | 2,613.0 | 2,598.8 | 2,550.3 | 2,458.1 | 2,171.0 | 1,909.8 | 1,762.6 | 1,712.0 | 1,575.3 | -1.7 |
| Producción de gas hidrocarburo sin nitrógeno | | | | | | | | | | | | |
| Extracción total | 4,818.0 | 5,356.1 | 5,915.3 | 6,289.3 | 6,534.4 | 6,337.0 | 5,913.4 | 5,676.3 | 5,678.9 | 5,757.8 | 5,504.4 | 1.3 |
| Aguas Profundas | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | n.a. |
| Aguas Someras | 1,582.5 | 1,776.4 | 2,006.6 | 2,294.8 | 2,397.7 | 2,178.2 | 2,029.3 | 1,991.6 | 2,136.1 | 2,424.8 | 2,506.1 | 4.7 |
| Terrestres | 1,371.6 | 1,313.6 | 1,295.7 | 1,395.6 | 1,586.3 | 1,700.6 | 1,713.2 | 1,774.8 | 1,780.2 | 1,621.0 | 1,423.0 | 0.4 |
| Gas No Asociado | 1,863.9 | 2,266.1 | 2,613.0 | 2,598.8 | 2,550.3 | 2,458.1 | 2,171.0 | 1,909.8 | 1,762.6 | 1,712.0 | 1,575.3 | -1.7 |

Fuente: CNH.

FIGURA 2. 11 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL ASOCIADO Y NO ASOCIADO, 2005-2015
(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: CNH.

2.1.5. Infraestructura de Gas Natural

Uno de los avances de la Reforma Energética durante 2016 fue la transferencia de los activos que conforman los Sistemas Nacional de Gasoductos (SNG) y Naco-Hermosillo por parte de Petróleos Mexicanos al CENAGAS. De esta forma, Pemex transfirió al CENAGAS alrededor de nueve mil kilómetros de ductos, con una capacidad de más de 5,000 mmpcd de gas natural.

De esta forma, el CENAGAS, como gestor independiente del SISTRANGAS, garantizará condiciones efectivas y equitativas de competencia en el mercado que transporta y almacena la mayor proporción de gas natural del país e impulsará la participación de terceros. En tanto, el CENAGAS en su carácter de Permisionario de Transporte de Gas Natural (Transportista) tiene como mandato dirigir la operación y mantenimiento de la infraestructura transferida por Petróleos Mexicanos a dicho Centro.

Al cierre de 2015, la CRE tenía vigentes 31 permisos de acceso abierto, de los cuales 28 están en operación, uno en construcción, uno por iniciar obras y uno por iniciar operación, estos permisos representan una longitud total de 15,755.9 kilómetros (Km).

Del total de kilómetros autorizados, 10,068.0 km pertenecen al SISTRANGAS, operados y gestionados por el CENAGAS y 5,687.9 km pertenecen a empresas particulares.

CUADRO 2. 3 PERMISOS DE TRANSPORTE DE ACCESO ABIERTO DE GAS NATURAL A DICIEMBRE DE 2015.

| Permisionario | Localización | Inicio operaciones | Longitud (km) | Volumen promedio mmpcd | Inversión (millones de dólares) | Estatus |
|---|--|--------------------|---------------|------------------------|---------------------------------|-----------------------|
| 1 Gasoductos de Chihuahua | San Isidro - Samalayuca | dic-97 | 37.9 | 322.0 | 18.2 | Operando |
| 2 Igasamex San José Iturbide | Huimilpan - San Luis Potosí | mar-98 | 3.0 | 13.4 | 0.4 | Operando |
| 3 FINSA Energéticos | Matamoros, Tamaulipas | ene-99 | 7.9 | 6.1 | 0.2 | Operando |
| 4 Pemex Gas y Petroquímica Básica | Naco - Hermosillo, Son. | mar-99 | 339.0 | 109.9 | 22.1 | Operando |
| 5 Pemex Gas y Petroquímica Básica | Sectores Cárdenas, Minatitlán, Veracruz, Cd.Mendoza, Tlaxcala, V. de Carpio, Salamanca, Guadalajara, Madero, Reynosa, Monterrey, Torreon | jun-99 | 8,704.0 | 5,107.0 | 436.5 | Operando |
| 6 Energía Mayakan | Tabasco, Chiapas, Campeche, Valladolid, Yucatán | sep-99 | 786.9 | 300.0 | 276.9 | Operando |
| 7 Transportadora de GN de Baja California | Otay, San Diego -Rosarito, Baja California | jun-00 | 48.0 | 988.0 | 28.2 | Operando |
| 8 Gasoductos del Bajío | Valtierrilla - Aguascalientes | abr-01 | 204.2 | 94.7 | 56.5 | Operando |
| 9 Gasoducto Rosarito | Los Algodones - Tijuana (Baja California) | sep-02 | 302.4 | 1,434.0 | 124.6 | Operando |
| 10 Gasoducto Agua Prieta | Frontera México - EUA - Naco, Sonora | dic-02 | 12.5 | 210.2 | 6.6 | Operando |
| 11 Tejas de Gas de Toluca | Palmillas - Toluca, Edo de México | feb-03 | 175.3 | 119.0 | 31.0 | Operando |
| 12 Kinder Morgan | Cd. Mier, Tamaulipas - Huinalá, Nuevo León | mar-03 | 138.6 | 700.0 | 82.0 | Operando |
| 13 Gasoductos del Río | Frontera México - EUA-CCC Rio Bravo II, III y IV y Portes Gil, Tamaulipas | ago-03 | 57.9 | 410.0 | 39.3 | Operando |
| 14 Gasoductos de Tamaulipas | Reynosa - San Fernando | nov-03 | 114.2 | 1,460.0 | 238.7 | Operando |
| 15 Conceptos Energéticos Mexicanos | Cerretera Federal Mexicali-Tijuana | dic-03 | 1.6 | 9.9 | 0.8 | Operando |
| 16 Transportadora de Gas Natural de la Huasteca | Naranjos Veracruz-Tamazunchale, S.L.P. | dic-14 | 356.3 | 966.2 | 167.9 | Operando |
| 17 Energía Occidente de México, S. de R. L. de C. V. | Manzanillo-Colima- Guadalajara, Jalisco | jun-11 | 310.5 | 821.0 | 413.0 | Operando |
| 18 Tarahumara Pipeline, S. de R. L. de C. V. | Cd. Juárez-Chihuahua | ago-08 | 383.9 | 893.4 | 368.8 | Operando |
| 19 Gasoducto del Noreste, S. de R.L. de C.V, | Frontera- Aguascalientes | dic-14 | 116.4 | 1,001.7 | 486.8 | Operando |
| 20 Gasoducto de Aguaprieta | Sasabe-Puerto Libertad Puerto Libertad-Guaymas Guaymas-El Oro | dic-14 | 842.6 | 872.4 | 922.9 | Operando |
| 21 Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. | Aguascalientes-Calera, Zacatecas | ago-14 | 174.9 | 38.1 | 53.0 | Operando |
| 22 Gasoducto de Morelos | Tlaxcala, Puebla y Morelos | N/D | 172.2 | 354.2 | 228.8 | Operando |
| 23 TAG Pipelines Norte, S. de R. L. de C. V. | Tamaulipas, Nuevo León, San Luis Potosí | N/D | 451.6 | 1,432.7 | 1,065.5 | Operando |
| 24 Transportadora de Gas Natural del Noroeste, S. de R.L. de C.V. | El Encino, Chihuahua - Mazatlán, Sinaloa | N/D | 950.6 | 947.1 | 896.7 | En construcción |
| 25 TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V. | San Luis Potosí, Guanajuato, Querétaro | N/D | 291.5 | 1,422.2 | 728.0 | Operando |
| 26 Argüelles Pipeline, S. de R. L. de C. V. | Tamaulipas | oct-15 | 2.9 | 231.2 | 130.0 | Operando |
| 27 ATCO Pipelines, S. A. de C. V. | Hidalgo | N/D | 14.8 | 530.8 | N/D | Por iniciar obra |
| 28 Pemex Exploración y Producción (Santuario) | Tabasco | dic-83 | 19.0 | 78.0 | N/D | Operando |
| 29 Pemex Exploración y Producción (Misión) | Tamaulipas y Nuevo León | dic-59 | 701.0 | 1.2 | N/D | Operando |
| 30 Pemex Exploración y Producción (Altamira) | Tamaulipas | dic-09 | 29.3 | 2.0 | N/D | Operando |
| 31 Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. (Proyecto Linares) | Nuevo León | N/D | 5.1 | 16.8 | N/D | Por iniciar operación |
| Total nacional | | | 15,755.9 | 20,893.3 | 6,823.4 | |

(*) Fecha de inicio de operaciones de la primera etapa del proyecto.

N/A No aplica de acuerdo con el estatus del permiso.

Fuente: CRE y CENAGAS

En lo que respecta a los avances reportados en 2015, se tiene el Desarrollo del Gasoducto Midstream (Nueva Era), En agosto de 2015, la empresa Howard Midstream Energy Partners celebró un acuerdo con la CFE para el transporte de 500 mmpcd de gas natural, a través de un nuevo punto de importación a ubicarse en Colombia, Nuevo León. Este gasoducto tiene una fecha estimada de inicio de operaciones en junio de 2017¹⁷.

La CFE presentó en su informe anual los avances en materia de infraestructura de gasoducto, y con el objetivo de incrementar el suministro de gas natural en el país, impulso 26 licitaciones en conjunto con el sector privado. De estos proyectos al término de 2015, cuatro ya se encontraban en operación, 13 en construcción y nueve más en proceso de licitación.

Entre los proyectos de gas concluidos en 2015 por parte de CFE, se encuentran los gasoductos de Sásabe-Guaymas y el de Morelos.

En el caso del gasoducto Sásabe-Guaymas, éste inició operación comercial en agosto de 2015, con una capacidad de transporte de 770 mmpcd, un diámetro de 36 pulgadas, una longitud de 515 kilómetros y una inversión superior a los 470 millones de dólares. Este gasoducto transporta gas natural desde el punto de recepción en la interconexión con el gasoducto Tucson-Sásabe en la frontera México-EUA hasta los puntos de entrega definidos como Estación de Medición, Regulación y Control (EMRyC) Puerto Libertad y EMRyC Guaymas¹⁸.

Adicionalmente, inició operaciones el gasoducto Morelos, cuyo trayecto atraviesa los estados de Tlaxcala, Puebla y Morelos. La Fase I del gasoducto va desde la interconexión con el gasoducto Esperanza-Venta de Carpio propiedad de CENAGAS, al norte de Puebla, hasta la CC Centro en Morelos. La Fase II va desde la interconexión con el gasoducto de alta presión Cempoala- Santa Ana de CENAGAS, ubicada en Tlaxco, Tlaxcala hasta la Fase I del Gasoducto Morelos.

La primera fase de este gasoducto entró en operación en junio de 2015, y en diciembre de 2015 fue concluida la construcción de la Fase II. Además, durante enero y marzo de 2016, se llevaron a cabo los trabajos de interconexión con el ducto Cempoala- Santa Ana, con lo cual se completó, en su totalidad, la construcción del Gasoducto Morelos. Este gasoducto cuenta con una capacidad de transporte hasta 320 mmpcd, un diámetro de 30 pulgadas, una longitud de 172 km y una inversión superior a los 246 millones de dólares¹⁹.

En 2015 la CFE adjudicó los siguientes proyectos, se licitaron en total seis gasoductos: Waha-Presidio, Waha-San Elizario, San Isidro-Samalayuca, Ramal Villa de Reyes, Samalayuca-Sásabe y Tuxpan-Tula,

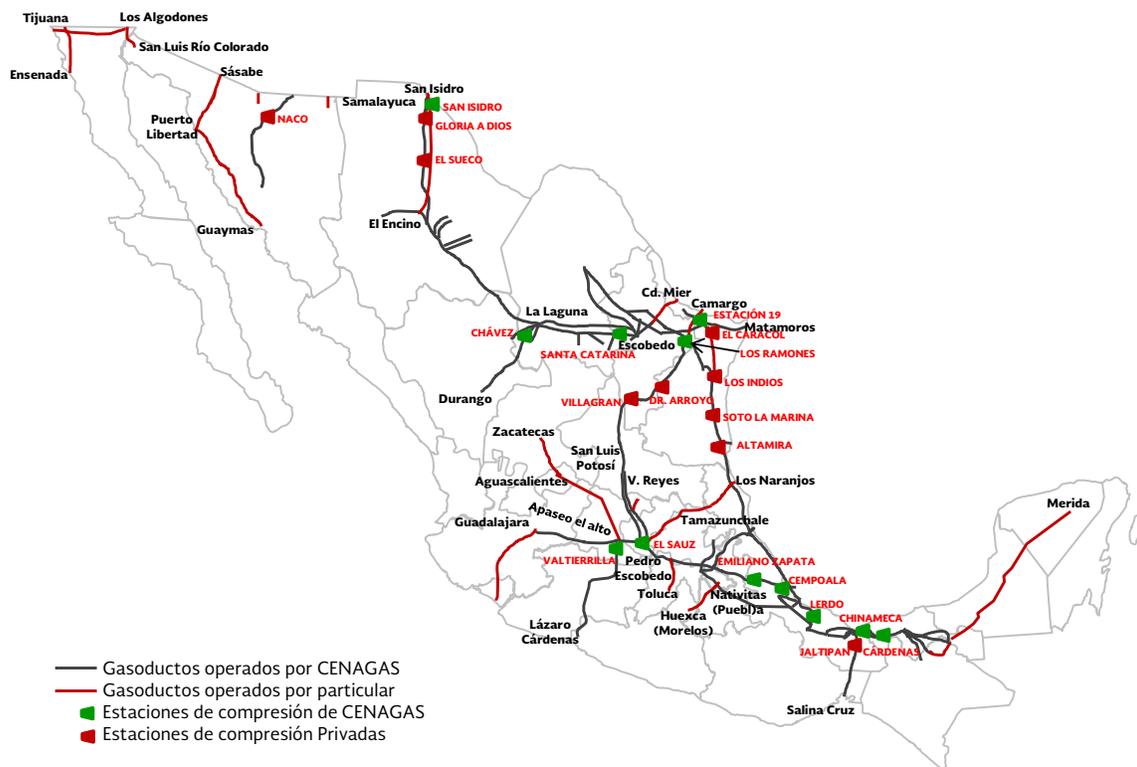
Durante 2016, la CFE adjudicó los siguientes gasoductos: (i) Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, (ii) Sur de Texas-Tuxpan (Marino), (iii) Ramal Centrales Empalme, (iv) Nueces-Brownsville (Estados Unidos) y (v) La Laguna- Aguascalientes..

¹⁷ Primera revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, pág. 9

¹⁸ Informe Anual CFE 2015, pág. 20-21

¹⁹ Informe Anual CFE 2015, pág. 21

FIGURA 2. 12 INFRAESTRUCTURA ACTUAL DE GAS NATURAL



Fuente: Sener con información de CENAGAS.

En el caso de la distribución por ductos, la CRE busca incentivar las inversiones en el mercado al menudeo y proteger a los usuarios finales, promoviendo la comercialización con el reto que representa el no ofrecer exclusividad en las Zonas Geográficas como principal atractivo²⁰.

En el caso de los permisos de distribución, la CRE tenía registrados 23 permisos al cierre de 2015, con una longitud acumulada de 51,347.4 km, y una cobertura de 3.2 millones de usuarios distribuidos en varios estados de la República.

En este sentido, la región con el mayor número de permisos es la Noreste con 11, que representan una longitud aproximada de 32,699.1 km y una cobertura de 1.4 millones de usuarios, le siguen centro con 7 permisos una longitud de 10,851.3 km; centro-occidente con tres permisos con una longitud de 6,840.0 km; y, finalmente, Noroeste con dos permisos con una longitud de 956.5 km.

²⁰ Informe 2015: <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=671>

CUADRO 2. 4 DATOS Y COMPROMISOS QUINQUENALES DE LOS PERMISIONARIOS DE DISTRIBUCIÓN, AL CIERRE DE 2015

| | Localización | Al cierre de su quinquenio | | | | Al cierre de 2015 | | |
|--|--|----------------------------|------------------------|-----------------------|---|-----------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| | | Longitud (km) | Volumen promedio MMpcd | Cobertura de usuarios | Inversión (miles de dólares) ¹ | Cobertura de usuarios | Gas natural conducido MMpcd | Longitud de red acumulada (km) |
| Total nacional | | 66,128.6 | 1,146 | 3,273,679 | 507,964 | 2,362,996 | 978 | 51,347.4 |
| Total Región Noreste | | 35,052 | 485 | 1,541,392 | 119,221 | 1,419,140 | 476 | 32,699.1 |
| 1 Cía. Nacional de Gas Q4/ | Piedras Negras | 723 | 10 | 12,719 | - | 12,491 | 11 | 728 |
| 2 Ecogas México (antes DGN de Chihuahua) Q4/ | Chihuahua | 2,354 | 31 | 72,619 | 22,637 | 64,156 | 29 | 2,088 |
| 3 Gas Natural de México (Saltillo) Q4/ | Saltillo-Ramos Arispe-Arteaga | 2,644 | 27 | 101,397 | - | 80,224 | 27 | 2,587 |
| 4 Cía. Mexicana de Gas Q4/ | Monterrey | 3,797 | 66 | 170,862 | 13,552 | 126,760 | 53 | 2,892 |
| 5 Gas Natural de México (Nvo. Laredo) Q4/ | Nuevo Laredo, Tamaulipas | 1,153 | 4 | 34,155 | 2,795 | 31,414 | 3 | 1,176 |
| 6 Gas Natural de Juárez Q4/ | Ciudad Juárez | 5,166 | 6 | 269,336 | 31,858 | 242,912 | 24 | 4,722 |
| 7 Tractebel GNP Q3/ | Río Pánuco | 917 | 25 | 44,583 | 896 | 41,181 | 27 | 818 |
| 8 Gas Natural del Noroeste (DGNN) 2/ | Río Pánuco | 302 | 39 | 10,062 | 25,468 | 5 | 37 | 26 |
| 9 Tamauligas Q4/ | Norte de Tamaulipas | 1,049 | 11 | 24,114 | 3,077 | 20,004 | 10 | 1,003 |
| 10 Gas Natural México (Monterrey) Q4/ | Monterrey | 15,874 | 255 | 770,252 | 8,921 | 771,664 | 244 | 15,687 |
| 11 Ecogas México (DGN La Laguna Durango) Q4/ | Torreón-Gómez Palacio-Ciudad Lerdo-Durango | 1,074 | 11 | 31,293 | 10,016 | 28,329 | 10 | 972 |
| Total Región Centro | | 20,068 | 431 | 1,311,704 | 301,852 | 708,977 | 295 | 10,851.3 |
| 12 Gas Natural México (Toluca) Q4/ | Toluca | 1,098 | 41 | 47,461 | 4,833 | 31,278 | 36 | 881 |
| 13 Comercializadora Metrogas Q4/ | Distrito Federal | 7,475 | 112 | 730,197 | 119,819 | 411,068 | 57 | 3,899 |
| 14 Consorcio Mexi-Gas Q3/ | Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo | 4,758 | 138 | 260,793 | 44,487 | 182,981 | 128 | 4,191 |
| 15 Gas Natural del Noroeste (DGNN) Q3/ | Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo | 472 | 4 | 17,294 | 37,750 | 939 | 7 | 162 |
| 16 Natgasmex Q3/ | Puebla-Tlaxcala | 2,390 | 48 | 93,307 | 4,415 | 82,660 | 56 | 1,634 |
| 17 Gas Natural del Noroeste Morelos 2/ | Morelos | 221 | 59 | 26,806 | 21,492 | 18 | 3 | 5 |
| 18 Gas Natural del Noroeste Veracruz 2/ | Veracruz | 3,654 | 29 | 135,846 | 69,056 | 33 | 6 | 81 |
| Total Región Centro - Occidente | | 9,207 | 203 | 381,387 | 53,360 | 207,946 | 182 | 6,840.4 |
| 19 Tractebel Digaqro Q3/ | Querétaro | 1,766 | 60 | 73,119 | 32,468 | 65,122 | 62 | 1,570 |
| 20 Gas Natural México (Bajío) Q4/ | Zona Bajío Norte, Silao-León-Irapuato | 6,065 | 90 | 253,877 | 8,326 | 112,109 | 65 | 3,543 |
| 21 Tractebel DGJ Q3/ | Guadalajara | 1,376 | 53 | 54,391 | 12,566 | 30,715 | 55 | 1,727 |
| Total Región Noroeste | | 1,801 | 27 | 39,196 | 33,531 | 26,933 | 25 | 956.5 |
| 22 Ecogas México (DGN de Mexicali) Q4/ | Mexicali | 622 | 19 | 14,288 | 12,058 | 13,736 | 22 | 520 |
| 23 Gas Natural del Noroeste Sonora Q3/ | Hermosillo | 1,179 | 8 | 24,908 | 21,473 | 13,197 | 3 | 436 |

1/ Tipo de cambio al 31 de diciembre de 2015

2/ Datos al otorgamiento del permiso

Q3/ Empresas que se encuentran en el tercer periodo de cinco años

Q4/ Empresas que se encuentran en el cuarto periodo de cinco años

Fuente: Sener con base en información de la CRE.

En lo que respecta a los permisos de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL), al cierre de 2015 se tenían cuatro permisos, de los cuales tres se encuentran en operación con una capacidad de almacenamiento de 920,000 m³ y una inversión de 3,054 millones de dólares, y un proyecto de almacenamiento en Tuzandépetl Veracruz, cuya inversión es de aproximadamente 200 millones de dólares.

CUADRO 2. 5 PERMISOS DE ALMACENAMIENTO DE GNL, 2015

| Nombre de la empresa | En operación | | | En proyecto Almacenamiento Subterráneo del Istmo, S. A. de C. V. |
|--|--------------------------------|-----------------------------|------------------------|---|
| | Terminal de GNL de Altamira | Energía Costa Azul | Terminal KMS de GNL | |
| Localización | Altamira Tamaulipas | Ensenada Baja California | Manzanillo Colima | Tuzandépetl Veracruz |
| Capacidad de regasificación (MMpcd) | 670-1119 | 1000-1300 | 500 | N/D |
| Capacidad de almacenamiento de la terminal (m3) | 300,000 | 320,000 | 300,000 | N/D |
| Inversión (millones de dólares) | \$396.0 | \$1,875.0 | \$783.0 | \$200.0 |
| Entrada en operación | 30-sep-06 | 14-may-08 | 17-ago-12 | N/D |

Fuente: CRE.

2.1.6. Precio de gas natural

En lo referente al precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano, éste incorpora cotizaciones del gas en el mercado de referencia en EUA, los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y ductos del sur de Texas, y los costos de transporte en México. La CRE utilizará como mercados de referencia internacional las cotizaciones del gas registradas en el Houston Ship Channel (HSC), Henry Hub (HH) y el Sur de Texas (ST), y como ajuste por transporte en México, las tarifas máximas autorizadas al SISTRANGAS. Los costos de transporte entre la frontera en Reynosa y los ductos del sur de Texas se incorporan en función del saldo en el balance de comercio exterior del gas natural, que resulta relevante para la determinación del costo de oportunidad del gas natural objeto de venta de primera mano²¹.

En 2015, el precio de referencia del gas natural promedió 2.6 USD/MMBTU, lo que representó 39.1% menos que el promedio en 2014, el cual fue de 4.3 USD/MMBTU, esto debido al incremento en el inventarios de gas en los EUA.

En el caso del precio de gas natural a usuarios finales en el sector residencial, en diciembre de 2015, el precio promedió 9.7 USD/MMBTU. En este sector, la zona con el precio más bajo fue Ciudad Juárez con 6.0 USD/MMBTU, esto debido a que los cargos de transporte y la tarifa de distribución fueron de los más bajos respecto a las otras zonas. En contraste, el precio más alto lo presentó la zona de La Laguna-Durango, con un precio a usuarios finales de 15.7 USD/MMBTU, ya que la tarifa de distribución de esta zona fue la más alta con respecto a otras zonas, alcanzando 12.8 USD/MMBTU.

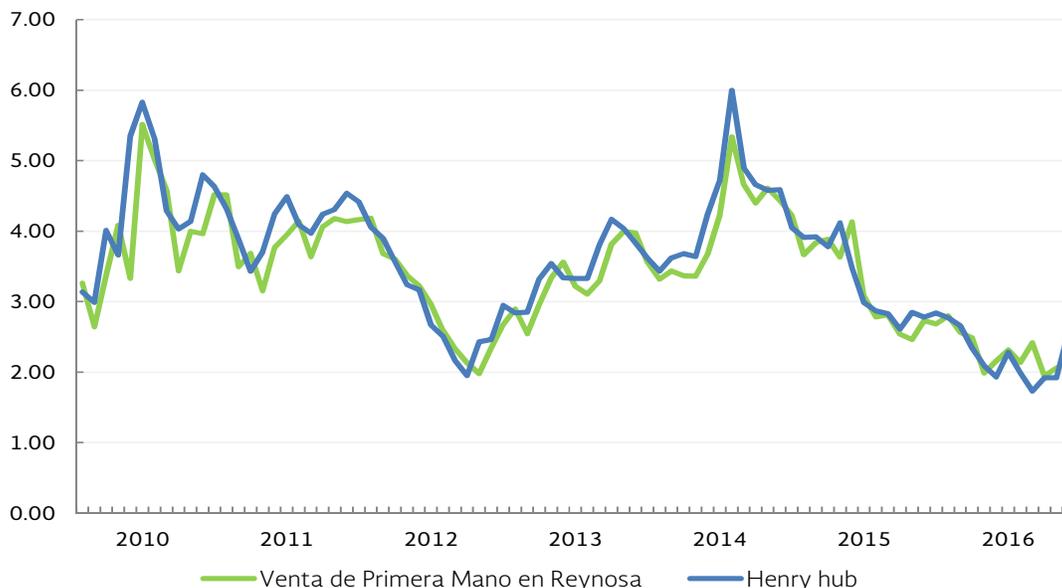
El precio a usuarios finales en el sector servicios promedió 5.3 USD/MMBTU. La zona de Puebla-Tlaxcala, fue la que presentó el menor precio con 3.6 USD/MMBTU debido a que la tarifa de distribución fue la más baja comparada con las otras zonas (0.9 USD/MMBTU). En contraste la zona que presentó el precio más alto fue Rio Panuco con un precio de 7.1 USD/MMBTU.

²¹ Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano.

Finalmente, el sector industrial tuvo un precio promedio de 4.0 USD/MMBTU, siendo la zona de Monterrey la que presentó el menor precio con 3.0 USD/MMBTU, y Rio Pánuco fue la zona con el mayor precio (6.8 USD/MMBTU), esto debido a que la tarifa de distribución fue la más alta con 4.3 USD/MMBTU.

Los precios de gas natural a usuarios finales de las principales zonas de distribución se presentan en el anexo Cuadro A.7.

FIGURA 2. 13 PRECIOS DE REFERENCIA (VENTA DE PRIMERA MANO EN REYNOSA) DE GAS NATURAL, 2010-2013
(dólares por millón de BTU)



Fuente: CRE.

2.1.7. Comercio Exterior de Gas Natural

Al cierre de 2015, las importaciones alcanzaron un volumen de 3,548.0 mmpcd, lo que representó un aumento de 24.0% respecto a 2014. Del volumen total importado, 2,910.3 mmpcd fueron mediante ducto y representó el 82.0% del total de las importaciones. Las importaciones de GNL tuvieron una participación del 18.0%, alcanzando un volumen de 637.7 mmpcd, lo que significó una reducción de 25.5% respecto a 2014; las importaciones de GNL provinieron principalmente de países como, Perú, Nigeria y Trinidad y Tobago.

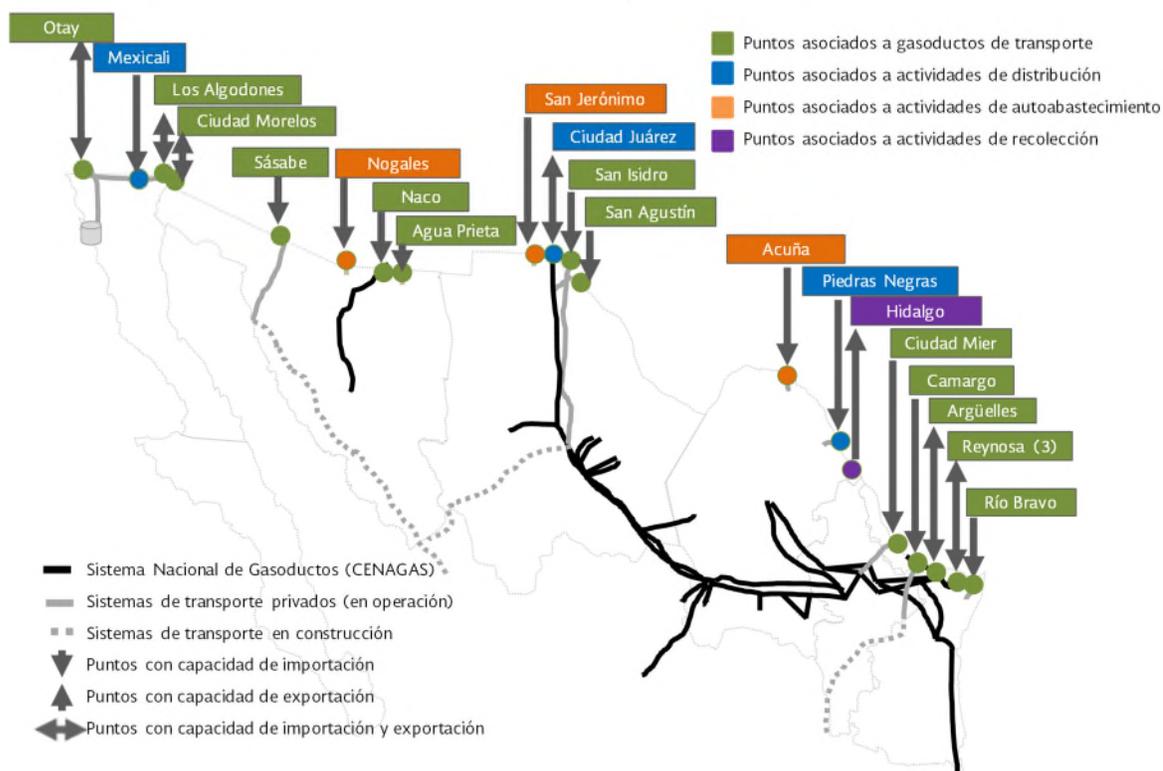
En el caso del volumen importado por PEMEX, éste fue de 1,418.4 mmpcd, es decir, el 40.0% del volumen total importado, este volumen representó un incremento de 4.5% respecto a 2014 debido a la menor producción de gas natural, y al mayor volumen de gas transportado por medio del Gasoducto Ramones I (Camargo-Ramones).

En 2015, la importación por parte de particulares alcanzó un volumen de 2,129.7 mmpcd, lo que representó el 60% del total importado. Este volumen significó un incremento de 41.7% respecto a 2014, dentro de las importaciones por particulares se incluye la importación de CFE, las cuales presentaron un aumento debido al mayor consumo de gas de importación derivado de las conversiones a gas natural de las Unidades 1, 2 y 4 de la CT Puerto Libertad; Unidad 3 de la CT Emilio Portes Gil y las Unidades 9, 10,11 y 12 de la CT Manzanillo²².

²² Informe Anual CFE 2015, pág. 92.

En lo que respecta a las exportaciones de gas natural, éstas se mantuvieron en los mismos niveles que en 2014, alcanzando 12.5 mmpcd. De este volumen, 9.7 mmpcd se exportaron por Cd. Morelos en Baja California y 2.8 por Reynosa Tamaulipas. Ver Anexo Cuadro A.8.

FIGURA 2. 14 PUNTOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL MÉXICO EUA



Fuente: CENAGAS

2.1.8. Balance Nacional de Gas Natural

En el balance de gas natural seco, se observa que su producción presentó una disminución de 7.4% respecto a 2014, pasando de 4,392.8 mmpcd a 4,066.8 mmpcd en 2015. Para cubrir la demanda de gas (7,504.1 mmpcd), se recurrió a un mayor volumen de gas importado alcanzando un volumen de 3,548.0 mmpcd.

En lo que respecta a los balances regionales, la región Noroeste presentó una demanda de 606.2 mmpcd, lo que representó un incremento de 22.1%. En esta región se importó un total de 637.3 mmpcd y se exportó un volumen de 9.7 mmpcd, ver Cuadro 2.11.

En la región Noreste, se tuvo una producción de 957.5 mmpcd, lo que significó una disminución de 16.3% respecto a 2014, en el caso del volumen de gas natural importado en la región, este alcanzó un volumen de 2,534.2 mmpcd. En lo que respecta a la demanda, ésta fue de 2,464.2 mmpcd, la exportación de gas seco fue de 2.8 mmpcd, y el volumen de gas enviado a otras regiones fue de 972.4 mmpcd.

La región Centro Occidente, presentó una demanda de 1,134.6 mmpcd, 7.7 % más que en 2014. En el caso del volumen importado, éste fue de 376.5 mmpcd y 746.7 mmpcd provinieron de otras regiones, sin embargo esta región presentó un déficit de 11.4 mmpcd.

La región Centro presentó una oferta de 919.4 mmpcd, 152.3 mmpcd más que en 2014. Para cubrir esta demanda la región recibió de otras regiones un total de 919.4 mmpcd.

Finalmente, la región Sur –Sureste tuvo una disminución de 4.3% en la producción de gas seco, alcanzando un volumen de 3,109.3 mmpcd, mientras que la demanda en la región fue de 2,379.7 mmpcd, enviando el excedente a otras regiones. Los balances de gas por región se presentan en los Anexos Cuadros A.9.- A.13.

CUADRO 2. 6 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2005-2015
(millones de pies cúbicos diarios)

| Concepto | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | tmca 2005-2015 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|
| Origen | 5,149.2 | 5,703.4 | 6,070.6 | 6,256.1 | 6,228.7 | 6,462.9 | 6,562.1 | 6,732.9 | 7,009.0 | 7,253.9 | 7,614.8 | 4.0 |
| Producción nacional | 4,243.7 | 4,685.0 | 4,967.0 | 4,919.9 | 4,971.0 | 5,004.0 | 4,812.7 | 4,603.1 | 4,492.4 | 4,392.8 | 4,066.8 | -0.4 |
| Producción de plantas | 3,146.9 | 3,444.5 | 3,546.4 | 3,461.3 | 3,572.1 | 3,618.2 | 3,691.6 | 3,628.3 | 3,693.4 | 3,639.9 | 3,397.5 | 0.8 |
| Directo de campos | 997.8 | 1,152.2 | 1,333.6 | 1,382.3 | 1,325.3 | 1,311.8 | 1,045.3 | 911.1 | 737.5 | 694.2 | 612.4 | -4.8 |
| Etano inyectado a ductos | 94.0 | 87.4 | 87.0 | 76.4 | 73.7 | 74.0 | 75.8 | 63.7 | 61.6 | 58.8 | 56.8 | -4.9 |
| Otras corrientes | 4.9 | 0.9 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | n.a. |
| Importación | 905.5 | 1,018.4 | 1,103.6 | 1,336.1 | 1,257.7 | 1,458.9 | 1,749.4 | 2,129.8 | 2,516.6 | 2,861.1 | 3,548.0 | 14.6 |
| PGPB | 480.4 | 450.9 | 385.6 | 450.4 | 422.0 | 535.7 | 790.8 | 1,089.0 | 1,289.7 | 1,357.8 | 1,418.4 | 11.4 |
| Particulares | 425.1 | 567.5 | 718.0 | 885.7 | 835.6 | 923.2 | 958.6 | 1,040.8 | 1,226.9 | 1,503.3 | 2,129.7 | 17.5 |
| Destino | 5,111.5 | 5,705.7 | 6,064.6 | 6,217.2 | 6,170.6 | 6,424.2 | 6,536.4 | 6,686.2 | 6,964.8 | 7,221.8 | 7,516.6 | 3.9 |
| Demanda nacional | 5,087.6 | 5,672.9 | 5,925.9 | 6,109.9 | 6,104.0 | 6,340.9 | 6,512.2 | 6,678.4 | 6,952.4 | 7,209.3 | 7,504.1 | 4.0 |
| Sector petrolero | 2,030.0 | 2,159.6 | 2,125.4 | 2,174.9 | 2,149.4 | 2,236.6 | 2,186.2 | 2,273.1 | 2,272.2 | 2,275.6 | 2,200.0 | 0.8 |
| Sector industrial | 935.2 | 1,014.0 | 1,040.1 | 1,026.6 | 912.8 | 1,054.3 | 1,129.2 | 1,181.1 | 1,239.9 | 1,313.5 | 1,375.8 | 3.9 |
| Sector eléctrico* | 2,013.3 | 2,389.6 | 2,645.9 | 2,794.0 | 2,932.8 | 2,936.3 | 3,088.4 | 3,111.5 | 3,322.7 | 3,500.3 | 3,797.6 | 6.6 |
| Sector residencial | 86.6 | 84.5 | 88.5 | 87.4 | 82.9 | 85.7 | 81.7 | 84.1 | 86.7 | 87.8 | 94.6 | 0.9 |
| Sector servicios | 20.5 | 23.3 | 24.2 | 25.3 | 24.5 | 26.6 | 25.2 | 27.0 | 28.5 | 29.9 | 33.7 | 5.1 |
| Sector Autotransporte | 1.9 | 2.0 | 1.9 | 1.7 | 1.5 | 1.4 | 1.5 | 1.8 | 2.4 | 2.3 | 2.4 | 2.1 |
| Exportación | 23.9 | 32.7 | 138.7 | 107.4 | 66.5 | 83.3 | 24.2 | 7.8 | 12.4 | 12.5 | 12.5 | -6.3 |
| Variación de inventarios y diferencias | 37.7 | -2.3 | 6.0 | 38.8 | 58.2 | 38.7 | 25.7 | 46.7 | 44.3 | 32.1 | 98.2 | 10.0 |

* Incluye usos propios continuos.

Fuente: IMP.

CAPÍTULO TRES MERCADO DE GAS NATURAL PROSPECTIVO

3.1. Prospectiva de Gas Natural

Derivado de la Reforma Energética, el mercado de gas natural ha tenido grandes cambios. Se han adjudicado campos de extracción y exploración a Petróleos Mexicanos y a empresas privadas mediante licitaciones que se realizan bajo los estándares más altos de transparencia y que son transmitidos en tiempo real por Internet, siendo procesos públicos, competitivos y abiertos a la participación nacional e internacional.

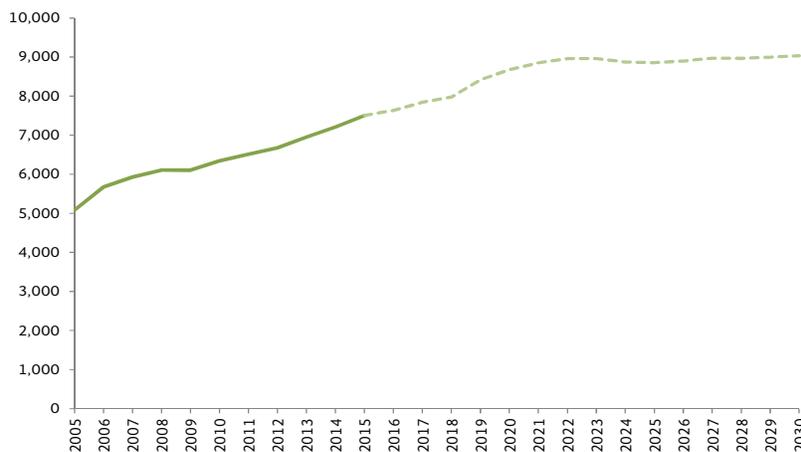
Adicionalmente, se han construido gasoductos con los cuales se ampliará la cobertura a lugares en los que no se tenía acceso a este combustible, también se mejorará la seguridad, continuidad, calidad y eficiencia del servicio de transporte y almacenamiento de gas natural.

3.1.1. Demanda de gas natural

A nivel mundial, en 2015, el consumo total de gas natural alcanzó un volumen de 335,600.5 mmpcd. En cuanto a las tendencias internacionales por sector, se espera que hacia el futuro la demanda del sector eléctrico se incremente 24.4%, alcanzando un volumen de 32,677.6 mmpcd, entre 2015 y 2040, por su parte el sector industrial alcanzará un volumen de 26,229.5 mmpcd y un incremento de 27.6%, en el sector el aumento será de 14.6% con 10,082.0 mmpcd. La demanda del sector residencial presentará una disminución de 7.7% con un volumen de 12,513.7 mmpcd²³.

En México se espera que, en 2030, la demanda de gas natural se incremente 20.3% respecto a 2015, alcanzando un volumen de 9,030.4 mmpcd. En el periodo de 2015-2030 la demanda de gas presentará una tmca de 1.2%. Este incremento se explica por la construcción y entrada de nuevos gasoductos, que permitirán llevar gas natural a zonas donde antes no se tenía acceso, y por el aumento de gas natural en la demanda del sector eléctrico e industrial (ver figura 3.1)

FIGURA 3. 1 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL, 2015-2030
(mmpcd)



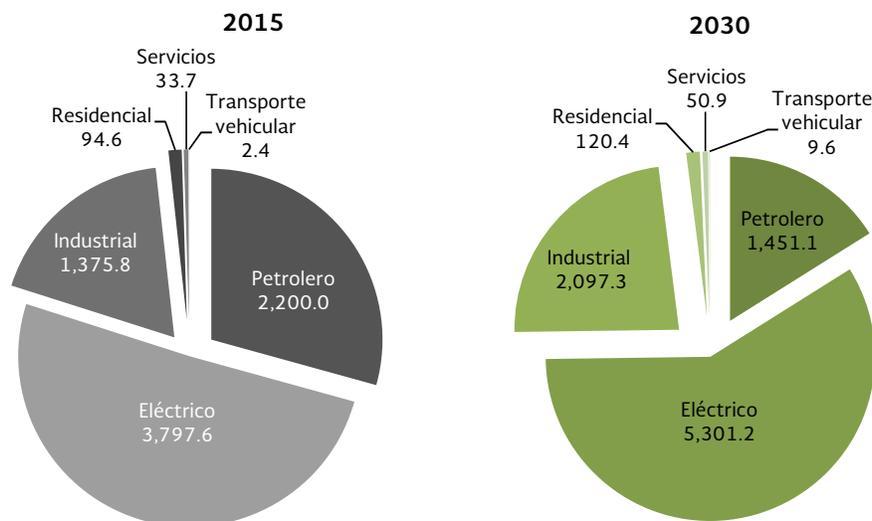
Fuente: Sener con base en información del IMP.

²³ U.S. Energy Information Administration | Annual Energy Outlook 2016, pág. 141

3.1.2. Demanda sectorial

En 2030, casi todos los sectores presentarán un incremento en su demanda a excepción del sector petrolero, la cual disminuirá 34.0% respecto a 2015. El sector eléctrico consumirá el 58.7%, con un volumen de 5,301.2 mmpcd, ubicándose como el mayor consumidor de gas natural; le siguen los sectores industrial, con 23.2% de participación; petrolero con 16.1%; residencial y servicios con 1.3% y 0.6% respectivamente; y, finalmente, el sector autotransporte con 0.1% (ver figura 3.2).

FIGURA 3. 2 DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2015-2030.
(mmpcd)



Nota: el sector industrial incluye Proyecto Etileno XXI.
Fuente: SENER con información de IMP.

Sector Eléctrico

En 2030, el sector eléctrico tendrá una demanda de combustibles fósiles de 5,447.0 mmpcd, lo que representará una disminución de 0.9% respecto a 2015, y una tmca de -0.1%. Esta disminución se debe a la transición energética que se está dando en nuestro país, lo que lleva al desarrollo de nuevos proyectos de generación de energías limpias. En este sentido, se pronostica que la demanda de combustóleo disminuya 98.6% pasando de 637.5 mmpcdgne a 8.8 mmpcdgne, el carbón disminuirá 97.5% y el diésel 83.6% respecto a 2015. Por su parte, el coque se incrementará 4.9% alcanzando un volumen de 105.7 mmpcdgne y la demanda de gas natural se incrementará 39.6%.

En este sector, el gas natural seguirá siendo el combustible más demandado, con un porcentaje de participación de 97.3% del consumo total de combustibles. La demanda de este combustible pasará de 3,797.3 mmpcd en 2015 a 5,301.2 mmpcd en 2030. El incremento se debe principalmente al desarrollo de proyectos de transporte de gas natural, y a los proyectos de CFE de convertir sus centrales de generación termoeléctrica a combustión dual, con lo que se pretende reducir el uso de combustóleo, que es un combustible cuyo precio y emisiones al ambiente son altos en comparación con otras fuentes de energía, como el gas natural; además, con la conversión de las centrales, se prolonga la vida útil de las mismas, se diversifica el uso de fuentes de energía y se aumenta la probabilidad de que las plantas generen electricidad en un mercado competitivo²⁴. Las demandas de combustibles para el sector eléctrico se presentan en el siguiente cuadro.

²⁴ Informe Anual 2015 CFE. Pág. 33

CUADRO 3. 1 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2015-2030.
(mmpcdgne)

| Año | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | tmca 2015-2030 |
|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|
| Total | 5,494.4 | 4,922.7 | 4,819.4 | 4,674.8 | 4,541.9 | 4,433.9 | 4,436.0 | 4,509.4 | 4,680.8 | 4,734.4 | 4,877.8 | 5,005.4 | 5,220.2 | 5,210.9 | 5,337.1 | 5,447.0 | -0.1 |
| Carbón | 904.7 | 991.0 | 986.4 | 769.6 | 191.9 | 6.1 | 2.1 | 6.1 | 2.1 | 4.0 | 5.5 | 3.8 | 34.0 | 6.2 | 19.0 | 22.4 | -21.8 |
| Combustóleo | 637.5 | 24.6 | 23.6 | 22.0 | 10.9 | 9.8 | 9.5 | 9.5 | 10.3 | 11.1 | 10.8 | 10.2 | 55.3 | 8.4 | 8.5 | 8.8 | -24.9 |
| Diesel | 54.0 | 8.5 | 10.0 | 4.5 | 1.9 | 1.8 | 1.8 | 1.8 | 2.2 | 2.7 | 5.0 | 3.7 | 3.8 | 5.0 | 6.8 | 8.9 | -11.3 |
| Coque de petróleo | 100.7 | 105.7 | 105.7 | 105.7 | 105.7 | 105.7 | 105.7 | 105.7 | 105.7 | 105.7 | 105.7 | 105.7 | 105.7 | 105.7 | 105.7 | 105.7 | 0.3 |
| Gas natural | 3,797.6 | 3,792.8 | 3,693.7 | 3,772.9 | 4,231.5 | 4,310.5 | 4,316.9 | 4,386.3 | 4,560.6 | 4,610.9 | 4,750.8 | 4,882.0 | 5,021.4 | 5,085.6 | 5,197.1 | 5,301.2 | 2.2 |

Fuente: IMP, con base en información de CFE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Sector Industrial

Se espera que en 2030, la demanda de combustibles fósiles alcance un volumen de 3,166.3 mmpcdgne, lo que representará un incremento de 31.3% respecto a 2015. En este sector, todos los combustibles aumentarán su demanda a excepción del combustóleo, el cual dejará de consumirse a partir del 2019. El combustible más utilizado seguirá siendo gas natural con 66.2% de la demanda total del sector; le sigue el carbón, con una participación de 11.9%, coque de petróleo con 11.0%, diésel con 6.4%, y, finalmente, gas L.P. 4.4%.

En el caso de gas natural, la demanda pasará de 1,375.8 mmpcd a 2,097.3 mmpcd en 2030, lo que representará un incremento de 52.4%. Este incremento se debe a la incorporación de nuevos gasoductos, y a los permisos de distribución por medio de ductos, que cubrirán a usuarios industriales, y a la sustitución del combustóleo por fuentes de energía más baratas como el gas natural, incrementará la demanda.

CUADRO 3. 2 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2015-2030.
(millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

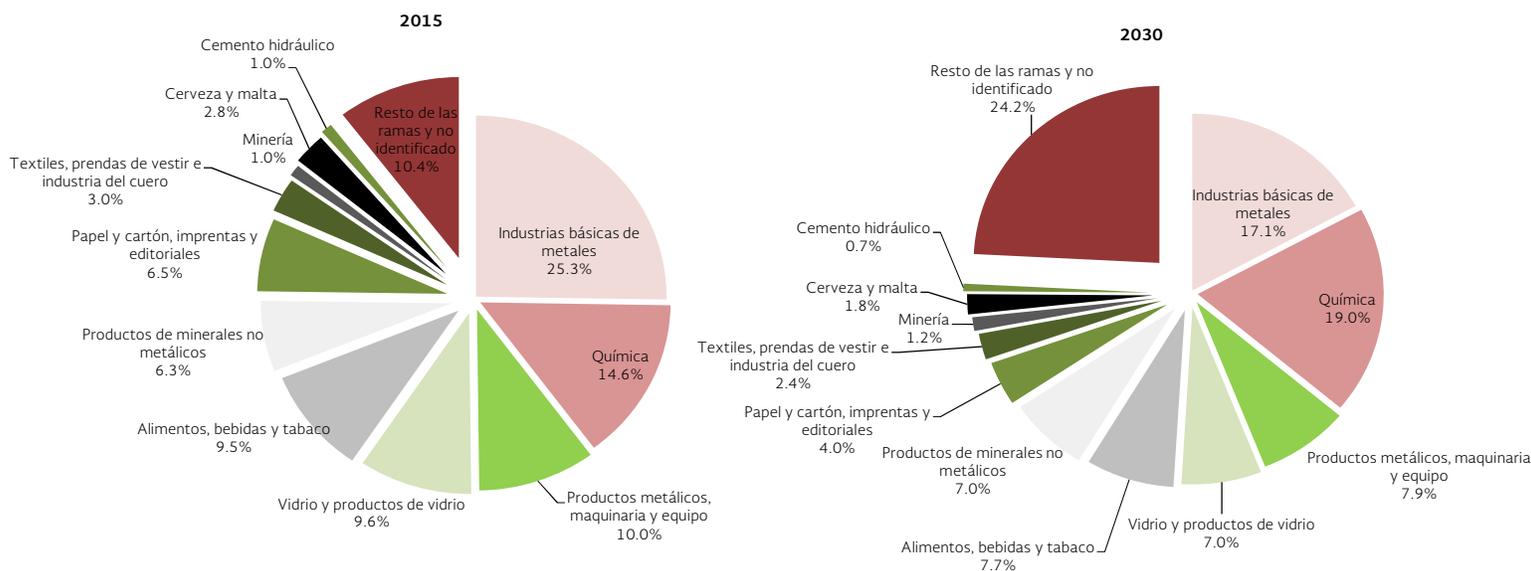
| Año | Gas natural (mmpcd) | Combustóleo (mmpcdgne) | Gas L.P. (mmpcdgne) | Diésel (mmpcdgne) | Coque de petróleo (mmpcdgne) | Carbón (mmpcdgne) | Total (mmpcdgne) |
|-------------|------------------------|---------------------------|------------------------|----------------------|---------------------------------|----------------------|---------------------|
| 2015 | 1,375.8 | 57.8 | 113.3 | 171.8 | 339.1 | 352.9 | 2,410.7 |
| 2016 | 1,435.4 | 26.9 | 114.0 | 169.7 | 332.3 | 350.8 | 2,429.1 |
| 2017 | 1,737.0 | 20.2 | 110.1 | 167.9 | 342.6 | 354.4 | 2,732.2 |
| 2018 | 1,905.3 | 13.5 | 107.5 | 170.2 | 367.0 | 357.4 | 2,920.9 |
| 2019 | 1,931.8 | 6.7 | 108.7 | 172.6 | 358.8 | 358.6 | 2,937.3 |
| 2020 | 1,960.3 | 0.0 | 110.1 | 175.3 | 360.4 | 359.7 | 2,965.9 |
| 2021 | 1,985.5 | 0.0 | 111.8 | 177.9 | 364.2 | 362.4 | 3,001.8 |
| 2022 | 2,011.1 | 0.0 | 113.7 | 180.7 | 367.8 | 364.2 | 3,037.4 |
| 2023 | 2,029.1 | 0.0 | 115.8 | 183.5 | 369.5 | 366.1 | 3,064.0 |
| 2024 | 2,042.8 | 0.0 | 118.3 | 186.3 | 368.3 | 366.7 | 3,082.3 |
| 2025 | 2,058.0 | 0.0 | 121.0 | 189.2 | 366.4 | 369.6 | 3,104.1 |
| 2026 | 2,071.3 | 0.0 | 124.0 | 192.1 | 366.9 | 371.2 | 3,125.5 |
| 2027 | 2,083.6 | 0.0 | 127.4 | 195.1 | 363.3 | 372.9 | 3,142.3 |
| 2028 | 2,092.1 | 0.0 | 131.2 | 198.0 | 357.8 | 373.6 | 3,152.8 |
| 2029 | 2,097.0 | 0.0 | 135.4 | 201.0 | 353.8 | 375.8 | 3,163.0 |
| 2030 | 2,097.3 | 0.0 | 140.2 | 203.9 | 348.1 | 376.8 | 3,166.3 |
| tmca | 2.9 | n.a. | 1.4 | 1.1 | 0.2 | 0.4 | 1.8 |

mmpcdgne: millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente

Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Se estima que, en 2030, la rama industrial que más demandará gas natural será la química con una participación de 19.0%, lo que representará una demanda de 398.6 mmpcd, le sigue la rama de la industria básica de metales con 358.3 mmpcd (ver anexo Cuadro A.14).

FIGURA 3. 3 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR GRUPO DE RAMAS, 2015-2030.
(participación porcentual)



Fuente: Sener con información de IMP, BANXICO, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

En la demanda del sector industrial se toman en cuenta la demanda tendencial (crecimiento económico y precios de los combustibles) y la demanda no tendencial (nuevos proyectos que utilizaran gas natural, nueva infraestructura de transporte y el consumo de gas natural comprimido). La demanda tendencial alcanzará un volumen de 1,541.7 mmpcd en 2030, lo que representará un incremento de 11.6% respecto a 2015, y la demanda no tendencial pasará de 53.7 mmpcd en 2015 a 555.6 mmpcd en 2030, esto principalmente a la entrada de nuevos proyectos industriales, nueva infraestructura de transporte de gas y desarrollos de distribución (ver cuadro 3.3)

CUADRO 3. 3 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR COMPONENTE DE PROYECCIÓN, 2016-2030.
(mmpdgne)

| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | tmca 2015-2030 |
|-------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------------|
| Total | 1,435.4 | 1,737.0 | 1,905.3 | 1,931.8 | 1,960.3 | 1,985.5 | 2,011.1 | 2,029.1 | 2,042.8 | 2,058.0 | 2,071.3 | 2,083.6 | 2,092.1 | 2,097.0 | 2,097.3 | 2.7 |
| Demanda tendencial | 1,381.6 | 1,400.4 | 1,429.4 | 1,446.8 | 1,465.8 | 1,482.5 | 1,498.8 | 1,509.5 | 1,516.9 | 1,525.5 | 1,533.0 | 1,539.6 | 1,542.9 | 1,543.7 | 1,541.7 | 0.8 |
| Demanda no tendencial | 53.7 | 336.6 | 476.0 | 485.1 | 494.6 | 503.0 | 512.3 | 519.5 | 525.9 | 532.5 | 538.3 | 544.0 | 549.2 | 553.3 | 555.6 | 18.2 |
| Proyectos industriales | 21.4 | 182.3 | 217.7 | 220.6 | 223.7 | 226.0 | 228.8 | 230.0 | 230.8 | 231.8 | 232.5 | 233.4 | 233.9 | 233.8 | 232.5 | 18.6 |
| Nueva infraestructura de transporte | 5.6 | 41.4 | 82.8 | 84.9 | 87.2 | 89.3 | 91.6 | 93.8 | 95.8 | 97.9 | 99.7 | 101.5 | 103.3 | 104.9 | 106.4 | 23.5 |
| Gas natural comprimido | 4.4 | 22.2 | 32.1 | 32.8 | 33.4 | 34.0 | 34.6 | 35.1 | 35.5 | 35.9 | 36.3 | 36.6 | 36.8 | 37.1 | 37.2 | 16.4 |
| Desarrollos de distribución | 22.3 | 90.6 | 143.3 | 146.7 | 150.3 | 153.8 | 157.3 | 160.6 | 163.8 | 167.0 | 169.8 | 172.5 | 175.2 | 177.6 | 179.7 | 16.1 |

Fuente: Sener con información de IMP, BANXICO, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Sector Petrolero

En 2030, la demanda de combustibles en el sector petrolero alcanzará un volumen de 1,728.5 mmpcdgne, lo que representará una disminución de 30.3% respecto a 2015, y una tmca de -2.4%. En este sector el combustible más demandado seguirá siendo el gas natural con una participación de 84.0%, seguido de combustóleo con 8.6%, diésel 6.9%, y finalmente gasolina y gas L.P con 0.3% y 0.2% respectivamente. En el caso de gas natural, la disminución será de 34.0%, pasando de 2,200 mmpcd a 1,451.1 mmpcd en 2030, con una tmca de -2.7% en el periodo de 2015 a 2030.

CUADRO 3. 4 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2015-2030.
(mmpcdgne)

| Año | Gas natural (mmpcd) | Combustóleo (mmpcdgne) | Diésel (mmpcdgne) | Gas L.P. (mmpcdgne) | Gasolinas (mmpcdgne) | Total (mmpcdgne) |
|-------------|------------------------|---------------------------|----------------------|------------------------|-------------------------|---------------------|
| 2015 | 2,200.0 | 141.6 | 114.9 | 16.3 | 8.6 | 2,481.4 |
| 2016 | 2,270.5 | 148.8 | 120.1 | 18.0 | 5.0 | 2,562.3 |
| 2017 | 2,270.5 | 148.8 | 120.1 | 18.0 | 5.3 | 2,562.5 |
| 2018 | 2,149.5 | 148.8 | 120.1 | 17.7 | 5.3 | 2,441.3 |
| 2019 | 2,104.2 | 148.8 | 120.1 | 16.5 | 5.3 | 2,394.8 |
| 2020 | 2,248.6 | 148.8 | 120.1 | 15.0 | 5.3 | 2,537.7 |
| 2021 | 2,388.1 | 148.8 | 120.1 | 15.0 | 5.3 | 2,677.1 |
| 2022 | 2,399.3 | 148.8 | 120.1 | 14.5 | 5.3 | 2,687.9 |
| 2023 | 2,201.1 | 148.8 | 120.1 | 8.4 | 5.3 | 2,483.6 |
| 2024 | 2,050.3 | 148.8 | 120.1 | 3.3 | 5.3 | 2,327.7 |
| 2025 | 1,877.7 | 148.8 | 120.1 | 6.4 | 5.3 | 2,158.1 |
| 2026 | 1,769.6 | 148.8 | 120.1 | 5.4 | 5.3 | 2,049.0 |
| 2027 | 1,689.0 | 148.8 | 120.1 | 4.8 | 5.3 | 1,967.9 |
| 2028 | 1,608.8 | 148.8 | 120.1 | 4.3 | 5.3 | 1,887.1 |
| 2029 | 1,520.1 | 148.8 | 120.1 | 3.8 | 5.3 | 1,798.0 |
| 2030 | 1,451.1 | 148.8 | 120.1 | 3.3 | 5.3 | 1,728.5 |
| tmca | -2.7 | 0.3 | 0.3 | -10.1 | -3.2 | -2.4 |

Fuente: IMP con información de PEMEX.

Sector Residencial

En 2030, la demanda de combustibles en el sector residencial presentará una disminución de 14.5% respecto a 2015, pasando de 1,187.4 mmpcdgne a 1,015.1 mmpcdgne en 2030, lo que representará una tmca de -1.0%. En este sector el gas L.P. seguirá siendo el combustible más utilizado con una participación de 52.7% (535.3 mmpcdgne), lo que representará una disminución de 118.2 mmpcdgne. En segundo lugar se posiciona la leña con un volumen de 359.4 mmpcdgne (35.4%), y, finalmente, el gas natural con una participación de 11.9%. La demanda de gas natural se incrementará 27.2% pasando de 94.6 mmpcd en 2015 a 120.4 mmpcd en 2030, este incremento se debe a la sustitución de gas L.P y leña por gas natural.

CUADRO 3. 5 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2015-2030.
(mmpcdgne)

| Año | Gas LP (mmpcdgne) | Leña (mmpcdgne) | Gas natural (mmpcd) | Total (mmpcdgne) |
|-------------|----------------------|--------------------|------------------------|---------------------|
| 2015 | 653.5 | 439.4 | 94.6 | 1,187.4 |
| 2016 | 645.5 | 436.9 | 98.5 | 1,180.8 |
| 2017 | 638.2 | 432.3 | 103.9 | 1,174.4 |
| 2018 | 632.3 | 427.0 | 108.6 | 1,167.9 |
| 2019 | 621.3 | 421.2 | 112.1 | 1,154.7 |
| 2020 | 612.3 | 414.6 | 115.5 | 1,142.4 |
| 2021 | 601.1 | 409.3 | 116.9 | 1,127.4 |
| 2022 | 590.8 | 403.9 | 118.2 | 1,113.0 |
| 2023 | 585.5 | 398.1 | 120.0 | 1,103.6 |
| 2024 | 576.6 | 391.6 | 120.7 | 1,088.8 |
| 2025 | 568.2 | 386.8 | 120.9 | 1,076.0 |
| 2026 | 560.3 | 381.5 | 121.0 | 1,062.8 |
| 2027 | 552.7 | 376.1 | 120.8 | 1,049.7 |
| 2028 | 549.4 | 370.3 | 121.4 | 1,041.2 |
| 2029 | 542.3 | 364.2 | 120.9 | 1,027.4 |
| 2030 | 535.3 | 359.4 | 120.4 | 1,015.1 |
| tmca | -1.3 | -1.3 | 1.6 | -1.0 |

Fuente: IMP, con base en información de CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

Sector Servicios

La demanda de combustibles en el sector servicios alcanzará un volumen de 290.1mmpcdgne, lo que representará un aumento de 8.7% respecto a 2015, y una tmca de 0.6% para el periodo. Al igual que en el sector residencial, el gas L.P. será el combustible más utilizado en el sector servicios, alcanzando un volumen de 181.8 mmpcdgne en 2030, lo que representará un aumento de 11.6% respecto a 2015. En segundo lugar la leña con una participación de 19.8%, y una disminución de 18.2%. Finalmente el gas natural pasara de 33.7 mmpcd a 50.9 mmpcd, y presentará una tmca de 2.8% durante el periodo de 2015 a 2030.

CUADRO 3. 6 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2015-2030.
(mmpcdgne)

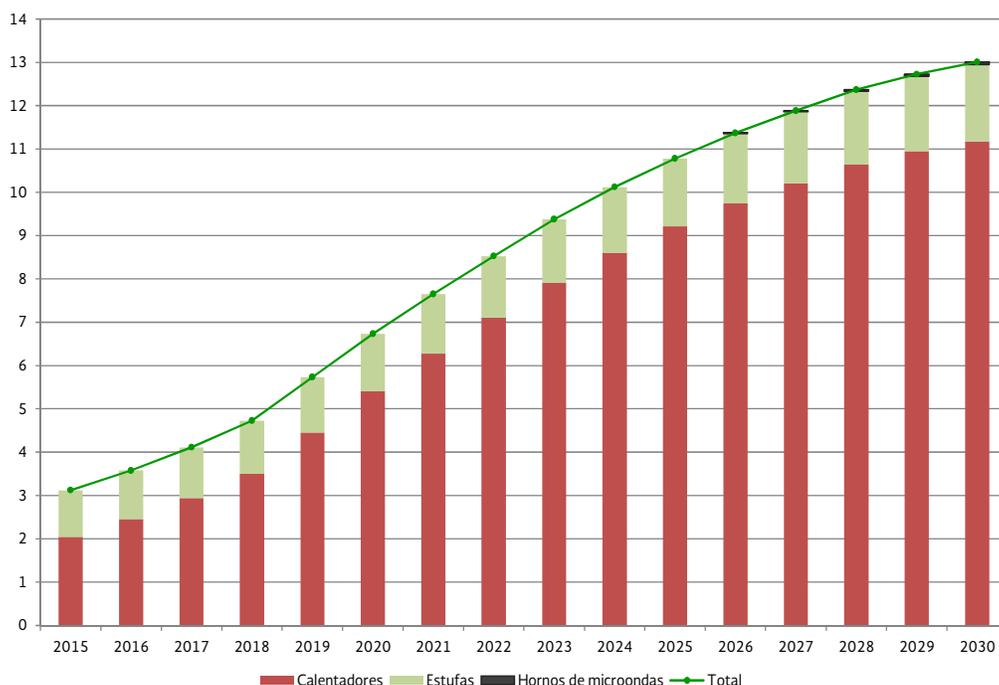
| Año | Gas LP (mmpcdgne) | Leña (mmpcdgne) | Gas natural (mmpcd) | Total (mmpcdgne) |
|-------------|----------------------|--------------------|------------------------|---------------------|
| 2015 | 162.9 | 70.3 | 33.7 | 266.9 |
| 2016 | 153.3 | 69.9 | 32.9 | 256.0 |
| 2017 | 153.5 | 69.2 | 33.8 | 256.4 |
| 2018 | 154.3 | 68.3 | 35.0 | 257.7 |
| 2019 | 154.6 | 67.4 | 36.3 | 258.3 |
| 2020 | 155.5 | 66.3 | 37.4 | 259.2 |
| 2021 | 156.7 | 65.5 | 38.7 | 260.9 |
| 2022 | 158.4 | 64.6 | 40.0 | 263.0 |
| 2023 | 160.3 | 63.7 | 41.4 | 265.4 |
| 2024 | 162.6 | 62.7 | 42.8 | 268.0 |
| 2025 | 165.2 | 61.9 | 44.1 | 271.2 |
| 2026 | 168.1 | 61.0 | 45.4 | 274.6 |
| 2027 | 171.2 | 60.2 | 46.7 | 278.1 |
| 2028 | 174.5 | 59.3 | 48.1 | 281.8 |
| 2029 | 178.0 | 58.3 | 49.5 | 285.7 |
| 2030 | 181.8 | 57.5 | 50.9 | 290.1 |
| tmca | 0.7 | -1.3 | 2.8 | 0.6 |

Fuente: IMP, con base en información de CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Se espera que en 2030 el ahorro de gas natural en los sectores residencial y servicios, por concepto de mejora en eficiencia de calentadores de agua, estufas con encendido eléctrico y hornos de microondas, alcance un volumen de 13.0 mmpcd, lo que representará un 9.9 mmpcd adicionales al volumen registrados en 2015 asociado a este concepto.

La mayor parte de los ahorros se encuentran vinculados a eficiencia de calentadores, el cual alcanzará un volumen de 11.2 mmpcd lo que representará el 85.9% del total de los ahorros, le siguen los ahorros por encendido electrónico con un volumen de 1.8 mmpcd y una participación de 13.7 %, y finalmente el ahorro derivado de la incorporación de hornos de microondas será de 0.06 mmpcd, y una participación de 0.4%.

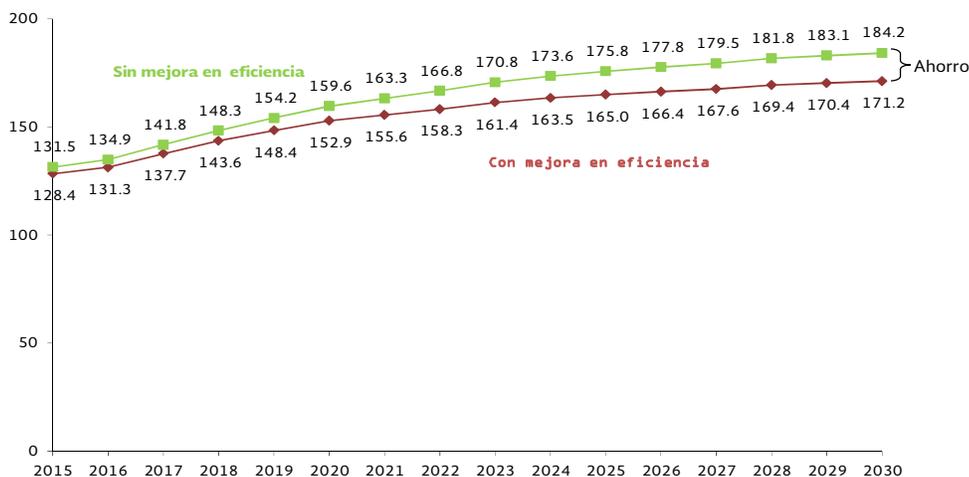
FIGURA 3. 4 AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS,2015-2030.
(mmpcd)



Fuente: IMP, con base en información de CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

De acuerdo a los programas de ahorro, se realizan dos escenarios, en el primero se considera que no existe ahorro de energía por concepto de eficiencia en calentadores, estufas con encendido electrónico y hornos de microondas, en el que se espera que, en 2030, la demanda de gas natural alcance un volumen de 184.2 mmpcd. En el escenario con eficiencia, la demanda de gas natural alcanzará un volumen de 171.2 mmpcd para ese mismo año. En este sentido, se espera que al final del periodo se tenga un ahorro acumulado de 135.8 mmpcd (ver figura 3.4).

FIGURA 3. 5 AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS, 2015-2030.
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: IMP, con base en información de Banxico, CONAGUA, CONAPO, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

Sector Autotransporte

Se espera que en 2030, la demanda de combustibles en el sector autotransporte alcance un volumen de 8,023.7 mmpcdgne, lo que significará un aumento de 38.7% respecto a 2015. En este sector el combustible más utilizado seguirá siendo la gasolina con un volumen de 5,020.4 mmpcdgne, lo que representará una participación de 62.6% del total de la demanda, le siguen el diésel con 35.6%, que representa un volumen de 2,854.6 mmpcd, y, muy por debajo, el gas L.P. y el gas natural con una participación del 1.7% y 0.1% respectivamente. Todos los combustibles presentarán aumento en su demanda, esto debido a que se espera que haya un aumento en el parque vehicular, llegando a 44,390.4 miles de unidades en 2030 (ver anexo Cuadro 3.21).

CUADRO 3. 7 DEMANDA DE GASOLINAS, GAS L.P. CARBURANTE Y GAS NATURAL COMPRIMIDO Y DIÉSEL EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2015-2030.
(mmpcdgne)

| Año | Gasolina | Diesel | Gas LP | Gas natural comprimido | Total |
|-------------|------------|------------|------------|------------------------|------------|
| 2015 | 3,807.7 | 1,836.8 | 136.9 | 2.4 | 5,783.7 |
| 2016 | 3,820.8 | 1,890.3 | 134.0 | 2.9 | 5,848.0 |
| 2017 | 3,933.3 | 1,947.0 | 134.5 | 3.1 | 6,018.0 |
| 2018 | 4,013.3 | 2,003.2 | 133.4 | 3.4 | 6,153.4 |
| 2019 | 4,094.1 | 2,060.1 | 130.0 | 3.7 | 6,288.0 |
| 2020 | 4,175.5 | 2,132.4 | 132.8 | 4.3 | 6,445.1 |
| 2021 | 4,279.9 | 2,225.5 | 135.5 | 4.9 | 6,645.7 |
| 2022 | 4,381.5 | 2,312.7 | 137.7 | 5.4 | 6,837.3 |
| 2023 | 4,494.5 | 2,392.2 | 139.4 | 5.9 | 7,032.2 |
| 2024 | 4,569.6 | 2,461.7 | 140.7 | 6.4 | 7,178.4 |
| 2025 | 4,654.7 | 2,517.3 | 141.5 | 6.9 | 7,320.4 |
| 2026 | 4,770.4 | 2,602.5 | 142.1 | 7.4 | 7,522.5 |
| 2027 | 4,844.9 | 2,672.1 | 142.3 | 7.9 | 7,667.3 |
| 2028 | 4,883.4 | 2,732.1 | 142.1 | 8.4 | 7,765.9 |
| 2029 | 4,940.7 | 2,790.1 | 141.1 | 9.1 | 7,881.0 |
| 2030 | 5,020.4 | 2,854.6 | 139.1 | 9.6 | 8,023.7 |
| tmca | 1.9 | 3.0 | 0.1 | 9.8 | 2.2 |

Fuente: elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

3.1.3. Demanda regional de gas natural

En 2030, la demanda de gas natural alcanzará un volumen de 9,031.3 mmpcd, lo que representará un incremento de 20.4% respecto a 2015, y una tmca de 1.2% en el periodo de 2015-2030. La región que demandará más gas natural será la Noreste con una participación de 33.0%, le siguen la región Sur-Sureste con 21.6%, Centro-Occidente con 20.6%, Centro con 14.3% y, finalmente, la región Noroeste con 10.4%.

Durante el periodo de 2015-2030 todas las regiones presentarán un incremento, destacando la región Centro Occidente con 64.3% de aumento en su demanda, le siguen la Noroeste con un incremento de 55.4%, Centro con 40.7% y, finalmente, las regiones Noreste y Sur-Sureste con 21.0% y 6.4% respectivamente.

Se espera que en 2030 la demanda de gas natural en el región Noreste alcance un volumen de 2,981.0 mmpcd, lo que representa una tmca de 1.3% durante el periodo de 2015-2030. En la región, el estado con mayor demanda será Nuevo León con 1,170.5 mmpcd, le siguen Tamaulipas con 935.3 mmpcd, Chihuahua con 453.9 mmpcd, Coahuila y Durango con 337.4 mmpcd y 83.7 mmpcd respectivamente. El aumento en la demanda se deberá principalmente, a la entrada de nuevos gasoductos en la región y las centrales de generación Norte III en el estado de Chihuahua y Noreste en Nuevo León²⁵

La región Sur-Sureste, alcanzará 1,951.0 mmpcd en 2030, presentando una tmca de 0.4% en el periodo de 2015-2030. El estado que presentará la mayor de manda de gas natural será Veracruz con 867.3 mmpcd, y el de menor de manda será Quintana Roo con 0.9 mmpcd. En la región, todos los estados presentarán un incremento en su demanda a excepción de Tabasco. Los incrementos en la demanda se deben principalmente a que, en el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS, se tienen contemplados proyectos de gasoductos en Veracruz, Oaxaca y Chiapas, los cuales contribuirán a satisfacer los requerimientos de gas.

En 2030, se proyecta que la demanda de gas en la región Centro-Occidente alcance un volumen de 1,863.6 mmpcd, lo que representará una tmca de 3.4% durante 2015-2030. El estado con la mayor demanda será San Luis Potosí, con 629.0 mmpcd en 2030. En contraste, Zacatecas presentará la menor demanda con 6.6 mmpcd. El incremento en la demanda de gas en la región se explica por la construcción de nuevos gasoductos en Aguascalientes, Jalisco, Michoacán y Zacatecas.

La demanda de la región Centro alcanzará 1,293.5 mmpcd, representando una tmca de 2.3 % en el periodo 2015-2030. En la región, el estado que tendrá la mayor demanda será Hidalgo, con 494.3 mmpcd, y la menor será Tlaxcala con 36.4 mmpcd. El incremento se debe a la entrada en operación de gasoductos en los estados de Hidalgo y Puebla, que contribuirán a satisfacer la demanda de gas natural plantas de generación ubicadas en los estados de Hidalgo, Estado de México y Morelos²⁶.

La demanda de gas natural en la región Noroeste será de 942.2 mmpcd, lo que representará una tmca de 3.0% durante el mismo periodo. La mayor demanda será en Sinaloa, con 399.4 mmpcd, seguido por Sonora con 375.5 mmpcd, Baja California con 114.4 mmpcd y finalmente Baja California Sur con 52.9 mmpcd. El incremento en la demanda de gas natural se debe a la entrada de nuevas centrales de generación, en Baja California, Sonora y Sinaloa²⁷, las cuales serán abastecidos con los gasoductos que fueron impulsados por la CFE junto con el sector privado²⁸.

²⁵ Informe Anual 2015, Comisión Federal de Electricidad, Pág. 28.

²⁶ *Ibidem*

²⁷ *Ibidem*

²⁸ Informe Anual 2015, Comisión Federal de Electricidad, Pág. 20.

CUADRO 3. 8 CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL POR ESTADO, 2015-2030.
(mmpcd)

| Estado | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | tmca 2015-2030 |
|---------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|
| Total nacional | 7,504.1 | 7,633.0 | 7,842.1 | 7,974.9 | 8,419.8 | 8,676.8 | 8,851.1 | 8,960.5 | 8,958.3 | 8,874.2 | 8,858.8 | 8,897.2 | 8,970.0 | 8,964.9 | 8,994.5 | 9,031.3 | 1.2 |
| Noroeste | 606.3 | 420.9 | 568.4 | 641.8 | 720.2 | 693.9 | 674.9 | 724.2 | 749.7 | 751.3 | 789.4 | 859.0 | 978.4 | 916.5 | 932.0 | 942.2 | 3.0 |
| Baja California | 349.4 | 181.4 | 175.8 | 144.3 | 104.5 | 94.1 | 102.9 | 106.9 | 109.7 | 106.7 | 107.1 | 107.9 | 115.8 | 110.9 | 111.5 | 114.4 | -7.2 |
| Baja California Sur | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 7.8 | 27.0 | 25.5 | 25.0 | 25.3 | 28.6 | 31.4 | 34.2 | 37.5 | 50.8 | 46.6 | 50.5 | 52.9 | n.a. |
| Sinaloa | 0.0 | 0.0 | 117.0 | 116.9 | 228.0 | 274.6 | 219.4 | 249.6 | 256.4 | 281.6 | 315.5 | 378.9 | 402.1 | 399.0 | 400.7 | 399.4 | 90.8 |
| Sonora | 256.8 | 239.5 | 275.6 | 372.9 | 360.7 | 299.7 | 327.6 | 342.4 | 355.0 | 331.6 | 332.5 | 334.8 | 409.7 | 360.0 | 369.2 | 375.5 | 2.6 |
| Noreste | 2,464.2 | 2,521.8 | 2,570.6 | 2,592.1 | 2,734.5 | 2,673.2 | 2,611.4 | 2,657.4 | 2,812.9 | 2,820.8 | 2,881.4 | 2,897.6 | 2,850.7 | 2,933.7 | 2,963.0 | 2,981.0 | 1.3 |
| Chihuahua | 347.6 | 326.8 | 337.9 | 401.4 | 368.6 | 350.0 | 358.8 | 356.3 | 444.0 | 449.4 | 453.9 | 455.1 | 459.2 | 464.2 | 452.5 | 453.9 | 1.8 |
| Coahuila | 235.5 | 220.7 | 227.0 | 231.1 | 330.2 | 327.3 | 322.8 | 324.6 | 328.5 | 330.6 | 336.2 | 332.6 | 336.8 | 332.6 | 336.7 | 337.4 | 2.4 |
| Durango | 200.5 | 215.5 | 203.1 | 169.9 | 135.0 | 81.1 | 74.2 | 70.2 | 70.3 | 68.3 | 73.8 | 75.4 | 83.0 | 77.4 | 79.9 | 83.7 | -5.7 |
| Nuevo León | 724.4 | 863.6 | 959.5 | 970.2 | 1,080.2 | 1,111.0 | 1,102.1 | 1,121.3 | 1,118.5 | 1,129.7 | 1,139.9 | 1,138.3 | 1,146.6 | 1,146.1 | 1,171.9 | 1,170.5 | 3.3 |
| Tamaulipas | 956.1 | 895.1 | 843.1 | 819.6 | 820.5 | 803.8 | 753.5 | 785.0 | 851.6 | 842.9 | 877.6 | 896.2 | 825.0 | 913.3 | 922.0 | 935.3 | -0.1 |
| Centro - Occidente | 1,134.6 | 1,072.5 | 1,130.1 | 1,247.3 | 1,458.0 | 1,640.9 | 1,779.9 | 1,789.0 | 1,694.0 | 1,725.9 | 1,740.8 | 1,776.9 | 1,811.7 | 1,816.4 | 1,844.2 | 1,863.6 | 3.4 |
| Aguascalientes | 31.1 | 33.1 | 35.7 | 37.8 | 39.0 | 40.3 | 41.6 | 43.0 | 44.3 | 45.4 | 46.7 | 47.8 | 48.9 | 50.0 | 51.0 | 52.0 | 3.5 |
| Colima | 248.8 | 191.7 | 191.8 | 191.8 | 191.8 | 191.7 | 191.7 | 191.7 | 191.7 | 191.2 | 191.6 | 191.6 | 191.4 | 191.7 | 191.7 | 191.2 | -1.7 |
| Guanajuato | 257.4 | 260.6 | 256.9 | 302.4 | 305.4 | 305.7 | 345.4 | 349.8 | 353.8 | 357.3 | 361.1 | 364.7 | 433.8 | 372.3 | 376.8 | 379.4 | 2.6 |
| Jalisco | 75.1 | 72.6 | 80.3 | 85.1 | 168.6 | 312.5 | 313.8 | 315.3 | 316.4 | 316.9 | 317.5 | 317.9 | 319.0 | 318.6 | 318.8 | 318.0 | 10.1 |
| Michoacán | 127.7 | 124.1 | 129.5 | 133.0 | 132.5 | 132.4 | 132.3 | 132.2 | 132.1 | 131.9 | 131.7 | 131.5 | 131.3 | 131.1 | 130.8 | 130.5 | 0.1 |
| Querétaro | 165.4 | 153.9 | 153.4 | 156.2 | 156.2 | 156.5 | 157.1 | 157.8 | 158.3 | 158.8 | 158.8 | 158.7 | 158.7 | 158.1 | 157.8 | 156.9 | -0.3 |
| San Luis Potosí | 220.0 | 230.5 | 276.3 | 334.7 | 458.0 | 495.2 | 591.3 | 592.5 | 490.7 | 517.6 | 526.7 | 557.9 | 521.9 | 588.0 | 610.6 | 629.0 | 7.3 |
| Zacatecas | 9.2 | 6.0 | 6.1 | 6.3 | 6.4 | 6.5 | 6.6 | 6.7 | 6.8 | 6.8 | 6.8 | 6.8 | 6.8 | 6.7 | 6.7 | 6.6 | -2.2 |
| Centro | 919.4 | 1,030.5 | 979.0 | 978.0 | 988.7 | 1,076.5 | 1,093.3 | 1,098.3 | 1,048.7 | 1,006.3 | 1,007.2 | 1,010.4 | 1,026.4 | 1,128.9 | 1,210.5 | 1,293.5 | 2.3 |
| Ciudad de México | 69.6 | 81.8 | 73.3 | 52.6 | 53.1 | 54.3 | 55.5 | 56.6 | 57.7 | 58.3 | 58.8 | 59.2 | 59.5 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | -1.0 |
| Hidalgo | 269.3 | 264.5 | 268.7 | 237.3 | 259.6 | 336.7 | 349.7 | 350.6 | 358.2 | 358.1 | 358.2 | 358.3 | 358.5 | 479.7 | 495.5 | 494.3 | 4.1 |
| México | 361.5 | 346.6 | 212.4 | 256.5 | 257.2 | 259.1 | 260.6 | 262.0 | 263.1 | 263.6 | 264.3 | 264.8 | 264.7 | 264.3 | 330.0 | 341.4 | -0.4 |
| Morelos | 12.5 | 119.2 | 206.6 | 221.0 | 203.2 | 222.3 | 222.4 | 222.7 | 159.5 | 114.9 | 115.0 | 115.2 | 115.2 | 115.3 | 115.3 | 188.3 | 19.8 |
| Puebla | 172.7 | 180.3 | 179.2 | 170.7 | 175.0 | 171.7 | 172.1 | 172.8 | 176.2 | 177.0 | 175.8 | 177.4 | 183.8 | 173.7 | 173.7 | 173.2 | 0.0 |
| Tlaxcala | 33.7 | 38.2 | 38.8 | 40.1 | 40.7 | 32.3 | 33.0 | 33.7 | 34.1 | 34.5 | 35.1 | 35.5 | 44.6 | 36.2 | 36.3 | 36.4 | 0.5 |
| Sur-Sureste | 1,834.3 | 2,587.2 | 2,594.0 | 2,515.6 | 2,518.4 | 2,592.2 | 2,691.5 | 2,691.6 | 2,653.0 | 2,569.8 | 2,440.0 | 2,353.2 | 2,302.9 | 2,169.4 | 2,044.9 | 1,951.0 | 0.4 |
| Campeche | 112.4 | 344.9 | 344.8 | 293.5 | 341.0 | 375.1 | 419.0 | 437.2 | 411.6 | 428.0 | 377.0 | 344.8 | 317.8 | 290.3 | 256.5 | 238.1 | 5.1 |
| Chiapas | 57.8 | 181.4 | 181.4 | 152.7 | 181.0 | 224.6 | 250.8 | 261.6 | 246.4 | 358.9 | 328.6 | 309.5 | 293.5 | 277.1 | 257.0 | 245.8 | 10.1 |
| Oaxaca | 0.1 | 102.7 | 102.2 | 83.2 | 83.1 | 151.0 | 198.0 | 198.0 | 198.0 | 198.0 | 198.0 | 198.0 | 198.0 | 198.0 | 198.0 | 197.8 | 72.9 |
| Quintana Roo | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.2 | 0.3 | 0.3 | 0.4 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.9 | n.a. |
| Tabasco | 694.4 | 818.4 | 846.6 | 854.5 | 778.0 | 657.9 | 657.9 | 641.7 | 641.0 | 525.7 | 457.1 | 407.8 | 376.3 | 279.1 | 238.9 | 203.0 | -7.9 |
| Veracruz | 862.7 | 946.2 | 964.9 | 979.6 | 983.2 | 981.5 | 947.1 | 980.2 | 1,000.7 | 936.2 | 949.1 | 957.5 | 953.1 | 941.3 | 902.1 | 867.3 | 0.0 |
| Yucatán | 107.0 | 193.7 | 154.2 | 152.0 | 151.9 | 202.1 | 218.6 | 172.8 | 155.1 | 122.7 | 129.9 | 135.2 | 163.7 | 183.0 | 191.5 | 198.1 | 4.2 |
| Aguas territoriales | 545.4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | -48.7 |

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

3.1.4. Oferta de gas natural

En 2015, la producción de gas natural a nivel mundial alcanzó un volumen de 342,373.2 mmpcd, de acuerdo con datos de BP Statistical Review of World Energy June 2016²⁹. Del total de la producción, Estados Unidos de América (E.U.A) contribuyó con 21.8% del total. De acuerdo al Annual Energy Outlook 2016, se espera que en 2035, la producción de gas natural de E.U.A alcance un volumen de 109,071.0 mmpcd, y será suficiente para satisfacer el aumento de la demanda, tanto de consumo interno, como de exportaciones netas. En cuanto a los precios, el precio de referencia Henry Hub se estima que seguirá siendo bajo en comparación con otras fuentes de energía³⁰.

La Energy Information Administration (EIA), espera que durante el periodo de 2015-2040, la producción de gas seco se incremente en 55%, esto debido al mayor desarrollo de shale gas y de plays de tight oil. La producción partir de estas fuentes pasará de 37,260.3 mmpcd en 2015 a 79452.1 mmpcd en 2040³¹.

Estimación de producción de gas natural

En México, la CNH, realizó una estimación de la producción de gas natural para los próximos 15 años (escenarios máximo y mínimo), con un nivel de detalle que permite analizar los diferentes tipos de actividad, las regiones y la calidad de los hidrocarburos. Para la estimación de la producción se consideraron dos componentes principales: la extracción y la exploración.

En la extracción, se incluyen los campos con reservas descubiertas, en las que se tiene la certeza de la existencia de recursos en el subsuelo, aunque se tiene incertidumbre de la cantidad de recursos existentes. Los campos tienen asignados perfiles de producción e inversión para diferentes niveles de incertidumbre, estos perfiles se generan de acuerdo al volumen de reservas probadas, probables y posibles, presentadas a la CNH, de cada uno de los campos.

El componente de exploración cuenta con información de las oportunidades exploratorias que podrían ser descubiertas y desarrolladas. Estas oportunidades tienen asociado un nivel de riesgo y un nivel de incertidumbre, por lo que no se sabe *a priori* si existen hidrocarburos y, en su caso, el volumen de los mismos.

Para determinar los perfiles de producción e inversión del componente se diseñó un modelo de estimación que incorpora la información disponible que corresponde a las oportunidades exploratorias y al razonamiento empresarial de las firmas que potencialmente desarrollarán las oportunidades. Para poder realizar la estimación la CNH, utilizó las siguientes fuentes e información:

- Datos de oportunidades exploratorias (BDOE) versión 4-2014, elaborada por PEMEX.
- Bases de datos de Plays convencionales y no convencionales, elaborada por PEMEX.
- Bases de datos recursos prospectivos, elaborada por PEMEX.
- Base de datos de reservas de hidrocarburos, elaborada por la Unidad Técnica de Extracción de la Comisión al 1 de enero de 2016.
- Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, elaborado y actualizado por SENER al mes de agosto de 2016.

La metodología para la estimación de la producción, consideró el supuesto inicial de que existen dos compañías tipo en el mercado: compañía propiedad del Estado y compañía de capital privado. La primera es PEMEX, que cuenta con áreas de asignación que el Estado le otorgó, de acuerdo a una selección inicial de oportunidades exploratorias hecha por la compañía. El Estado realizó las asignaciones con la condición de que

29 BP Statistical Review of World Energy June 2016

30 U.S. Energy Information Administration | Annual Energy Outlook 2016, pág. 118

31 U.S. Energy Information Administration | Annual Energy Outlook 2016, pág. 119

la compañía realizará actividades de exploración y extracción en estas áreas dentro de los primeros cinco años, posterior a este periodo la compañía devolverá las áreas de asignación que no desarrolle, se considera que PEMEX tiene una restricción inicial de inversión en capital más fuerte que una compañía petrolera internacional.

La segunda compañía, es de capital privado que puede participar en las rondas de licitación de bloques que ofrezca el Estado cada año. En las rondas de licitación se le adjudicarán los bloques en los que resulte ganadora. Se asume que la compañía de capital privado enfrenta una restricción de capital menor a la de la compañía del Estado, y mantiene un incentivo mayor a ser competitiva en su oferta, para lograr que se le adjudiquen los bloques de su interés. Los elementos del modelo de estimación y el proceso de decisión de ambas compañías son:

1. Diseño de las rondas y bloques a licitar
2. Selección de las mejores oportunidades exploratorias disponibles
3. Determinación de las oportunidades desarrollables dentro de cada bloque o área de asignación
4. Simulación de la producción de cada oportunidad desarrollable por bloque o área de asignación
5. Selección y adjudicación de los mejores bloques dentro de cada ronda de licitación
6. Acumulación de los perfiles de producción e inversión resultantes para las oportunidades desarrolladas en los bloques adjudicados

Producción de gas natural

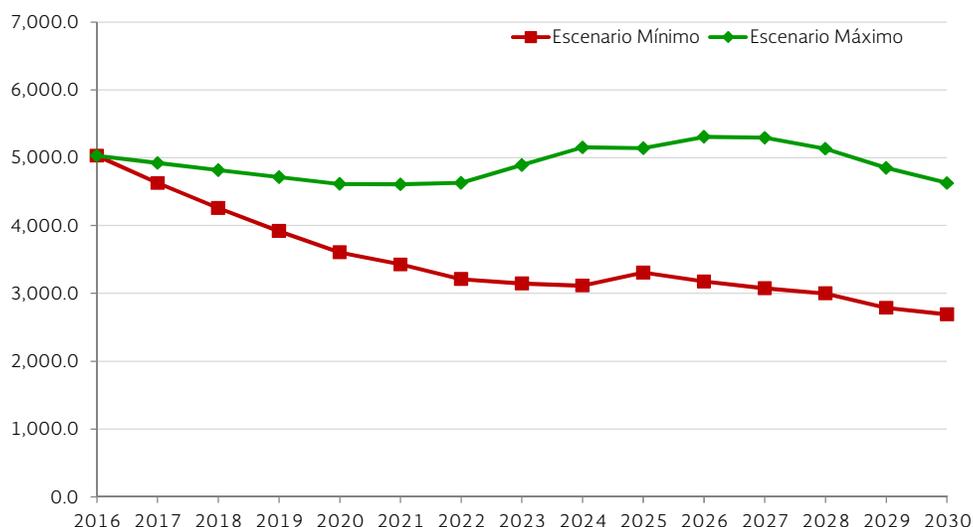
Los resultados de las estimaciones de producción de gas para el periodo 2016-2030, para los escenarios mínimo y máximo, se presentan de acuerdo a la siguiente clasificación:

- Mínimo:
Componente de extracción: reservas 2P
Componente de exploración: media
- Máximo:
Componente de extracción: reservas 3P
Componente de exploración: P10

Se estima que la producción de gas natural para el escenario mínimo, alcanzará un volumen de 2,691.8 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en el año 2030, es decir, una disminución de 51.1% respecto a 2015. En este escenario se observa que los primeros años la producción presentan una caída, estabilizándose a partir de 2024.

En el escenario máximo, la producción tendrá una disminución en los próximos años y, a partir de 2022, la producción comenzará a crecer debido a la producción por parte de las empresas ganadoras de las licitaciones, y se estima que la producción de gas alcanzará un volumen de 4,628.2 mmpcd en 2030, lo que representará una disminución de 15.9% respecto a 2015.

FIGURA 3. 6 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL*, ESCENARIOS MÁXIMO Y MÍNIMO.
(mmpcd)



* No incluye Nitrógeno

Fuente: Sener con base en información de la CNH

La SENER, con la asistencia técnica de la CNH, realizó una actualización en los bloques de exploración originales por grandes áreas de exploración, de acuerdo con la información más reciente de las estructuras geológicas, para asegurar que las áreas que se liciten cuenten con la materialidad necesaria y promueva una alta participación y competencia en las licitaciones.

Anteriormente, en el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019 y el Programa de Licitaciones, se consideraba una superficie de exploración y extracción de 178,554.3 km², la cual se modificó en 31.7%, quedando en 235,070.0 km². Con base en la información del Plan Quinquenal e información de PEMEX, la CNH estimó la producción de gas por tipo de actividad.

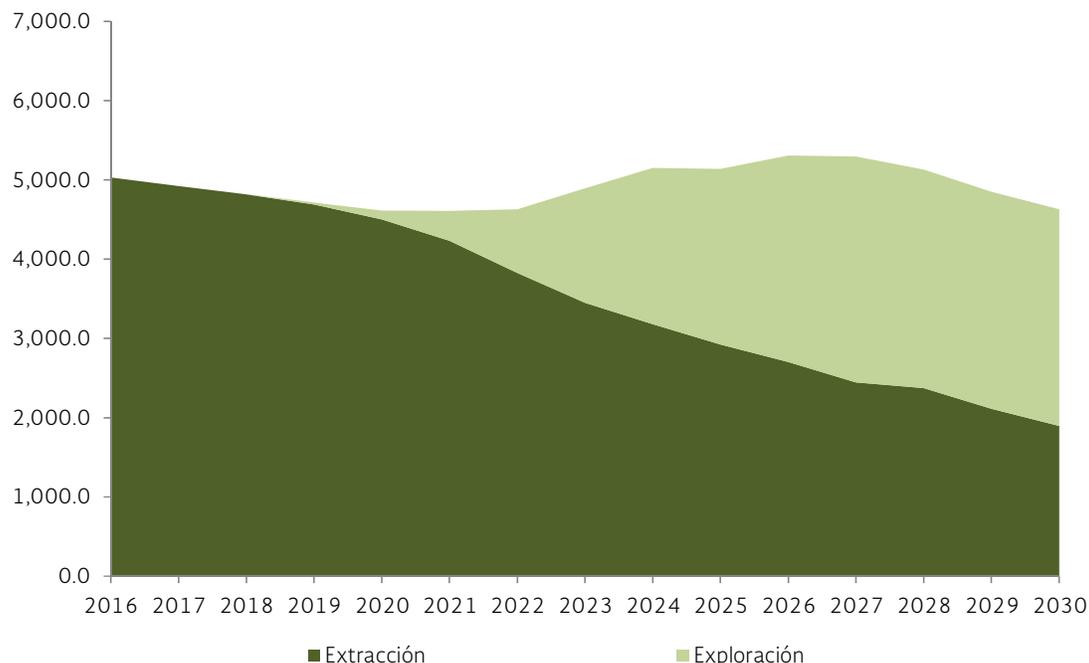
En el caso de los campos para la extracción, se contempla la licitación de 237 campos para la extracción de hidrocarburos, de los cuales 92 son asignaciones a resguardo con producción vigente de hidrocarburos y un volumen remanente de 27,759.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Mmbpce). El resto de los campos contiene un recurso remanente estimado de 40,384.3 Mmbpce.

En la exploración de hidrocarburos convencionales, se consideran 72 áreas de exploración, de las cuales 9 se localizan en la provincia petrolera de Burgos, 14 en Tampico-Misantla, 10 en Veracruz, dos en Macuspana, una en Pilar Reforma-Akal, una en Cinturón Plegado de Catemaco, 16 en Salina del Istmo, una en la Plataforma de Yucatán, 13 en Área Perdido, y cinco en Cordilleras Mexicanas.

En el caso de la producción asociada a la extracción, para el escenario máximo, se estima que ésta disminuirá 62.3% respecto a 2016, alcanzando un volumen de 1,896 mmpcd en 2030. Esta disminución, se debe la declinación de los campos asignados a Pemex, y que actualmente se encuentran produciendo.

La producción asociada a la actividad de exploración se verá reflejada a partir de 2019, debido la entrada de los campos asignados en las rondas de licitación, el volumen máximo se alcanzará en 2027 con 2,847.8 mmpcd y, en 2030, la producción será de 2,731.9 mmpcd.

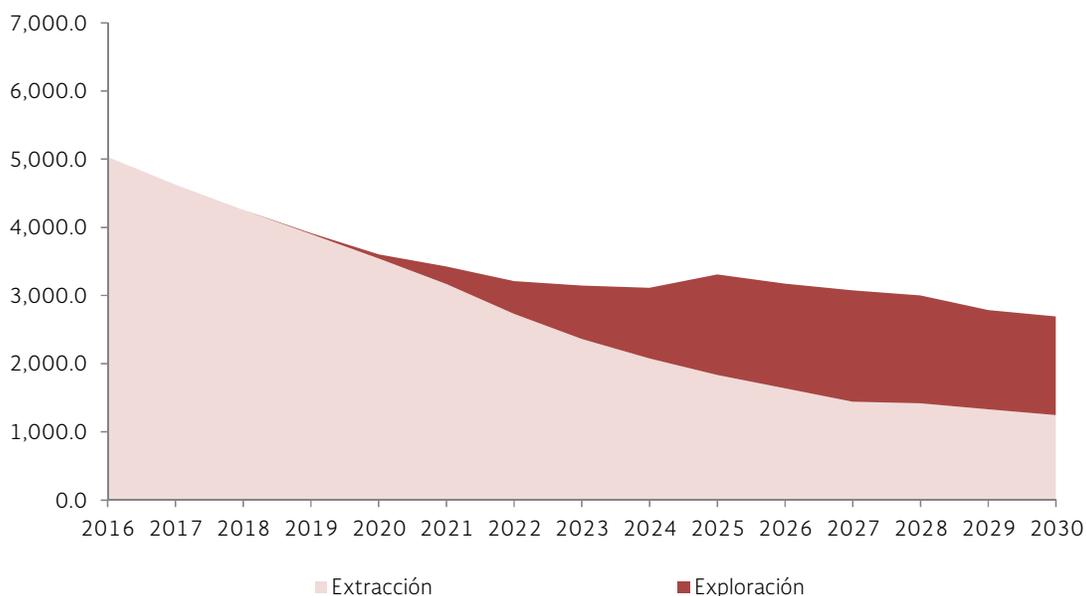
FIGURA 3. 7 PRODUCCIÓN DE GAS POR ACTIVIDAD, ESCENARIO MÁXIMO 2016-2030
(mmpcd)



Fuente: Sener con base en información de la CNH.

En el escenario mínimo, se estima que la producción por la actividad de extracción disminuirá en 75.2% respecto 2016, alcanzando un volumen de 1,246.4 mmpcd, esto debido a que la inversión en campos de extracción será menor, ya que depende del volumen de hidrocarburos a extraer en cada campo. En el caso de la producción asociada a la exploración, se alcanzará un volumen de 1,445.5 mmpcd en 2030, y tendrá su máximo en 2027 con un volumen de 1,632.8 mmpcd.

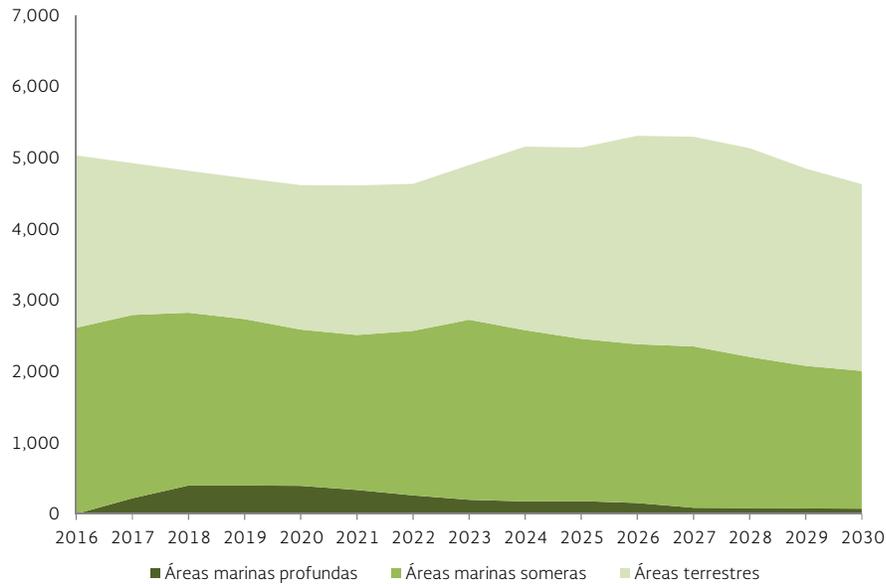
FIGURA 3. 8 PRODUCCIÓN DE GAS POR ACTIVIDAD, ESCENARIO Mínimo 2016-2030
(mmpcd)



Fuente: Sener con base en información de la CNH.

En el escenario máximo, la producción de gas proveniente de áreas terrestres presentará un aumento de 8.5% respecto a 2016, alcanzando 2,621.7 mmpcd lo que representará el 25.6% del total de la producción. Por otra parte la producción en aguas someras y profundas alcanzarán un volumen de 1,935.7 mmpcd y 70.8 mmpcd respectivamente.

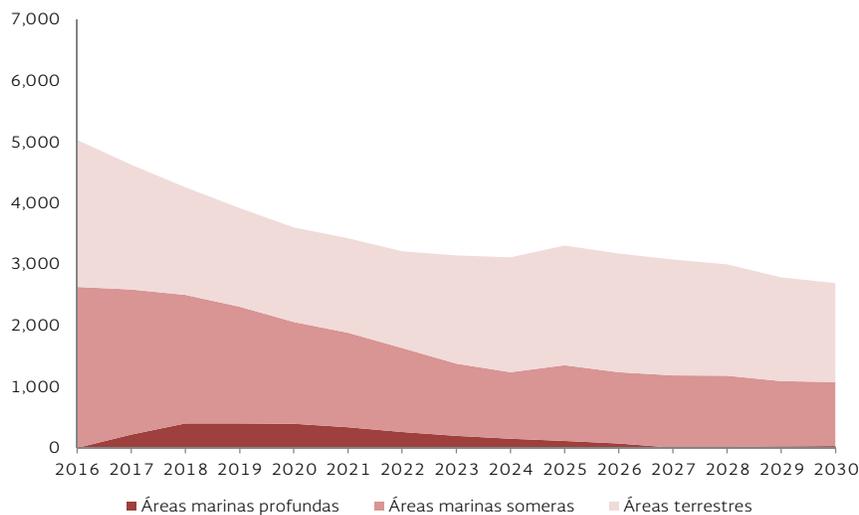
FIGURA 3. 9 PRODUCCIÓN DE GAS POR REGIÓN, ESCENARIO MÁXIMO 2016-2030
(mmpcd)



Fuente: Sener con información de la CNH.

En cuanto al escenario mínimo, la producción de gas en áreas terrestres presentará una disminución de 32.7% respecto a 2016, alcanzando un volumen de 1,615.6 mmpcd en 2030. En el caso de la producción en aguas someras, la disminución será de 60.3%, alcanzando un volumen de 1,044.6 mmpcd en el mismo año. Finalmente, se estima que la producción en aguas profundas alcanzará un volumen de 31.6 mmpcd en 2030.

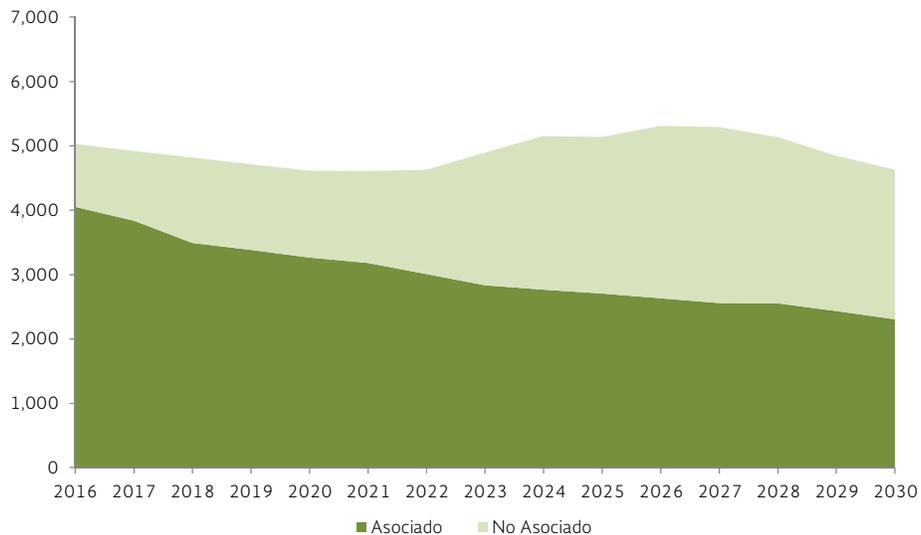
FIGURA 3. 10 PRODUCCIÓN DE GAS POR REGIÓN, ESCENARIO MÍNIMO 2016-2030.
(mmpcd)



Fuente: Sener con base en datos de la CNH.

Se estima que, en 2030, la producción de gas asociado para el escenario máximo alcanzará un volumen de 2,303.4 mmpcd, lo que representará una disminución de 43.1% respecto a 2016. En el caso del gas asociado, éste cobrará relevancia en 2022 por la entrada en operación de campos de gas en áreas terrestres, alcanzando un volumen de 2,324.8 mmpcd en 2030. Es importante señalar que, en 2030, el gas asociado y no asociado tendrán una participación de aproximadamente 50%.

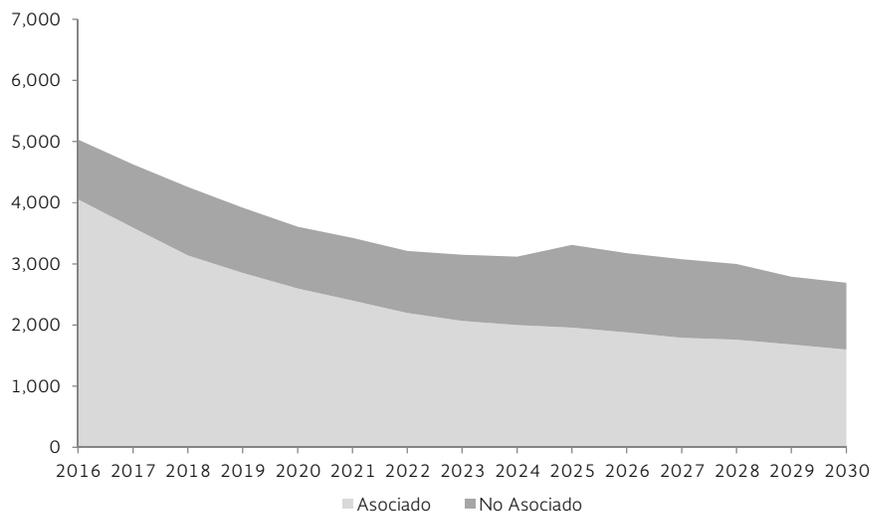
FIGURA 3. 11 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN, ESCENARIO MÁXIMO 2016-2030.
(mmpcd)



Fuente: Sener con base en datos de la CNH.

En el escenario mínimo, se estima que el gas asociado alcanzará un volumen de 1,598.9 mmpcd en 2030, lo que representará un porcentaje de participación de 59.4% del total de la producción. En cuanto al gas no asociado, este tendrá un porcentaje de participación de 40.6 % con un volumen de 1,092.9 mmpcd.

FIGURA 3. 12 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN, ESCENARIO MÍNIMO 2016-2030.
(mmpcd)



Fuente: Sener con base en datos de la CNH.

3.1.5. Infraestructura

El pasado 25 de julio de 2016, la SENER publicó la primera revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019 (Plan Quinquenal). Este ejercicio de revisión fue propuesto por el CENAGAS a fin de verificar la vigencia de los proyectos contenidos en el Plan Quinquenal publicado el 14 de octubre de 2015, de acuerdo a la evolución del mercado de gas natural.

De acuerdo a esta revisión los proyectos que mantienen su vigencia dentro de Plan Quinquenal son: Gasoducto San Isidro-Samalayuca, Gasoducto Samalayuca-Sásabe, Gasoducto Tuxpan-Tula, Gasoducto Tula-Villa de Reyes, Gasoducto Villa de Reyes-Guadalajara, Gasoducto La Laguna-Aguascalientes, Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan, Jáltipan-Salina Cruz, Lázaro Cárdenas-Acapulco, Nueva Era (Midstream de México), Salina Cruz- Tapachula y Ramones-Cempoala. Las características de estos proyectos se presentan en el siguiente cuadro 3.9, y los detalles de cada uno de los proyectos están contenidas en el documento de la Primera Revisión del Plan Quinquenal 2015-2019.

Es importante señalar que los proyectos de Lázaro Cárdenas- Acapulco y Salina Cruz-Tapachula se contemplan en el Plan Quinquenal, sin embargo, estos proyectos pueden diferirse en el tiempo o considerar el trazo de la ruta, buscando las mejores condiciones tanto económicas como de impacto social al país.

CUADRO 3. 9 PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA CONTEMPLADOS EN EL PLAN QUINQUENAL, 2015-2019

| # | Proyectos adjudicados contenidos en el Plan Quinquenal 2015-2019 | Estados Beneficiados | Longitud* (Kilómetros) | Inversión estimada (millones de dolares)* | Fecha de adjudicación* | inicio de operación* |
|----|--|---|------------------------|--|--|----------------------|
| 1 | Tuxpan-Tula | Hidalgo, Puebla y Veracruz | 283 | 458 | 2015 | 2017 |
| 2 | La Laguna -Aguascalientes | Aguascalientes, Durango y Zacatecas | 600 | 473 | 2016 | 2018 |
| 3 | Tula -Villa de Reyes | Hidalgo y San Luis Potosí | 420 | 554 | 2015 | 2018 |
| 4 | Villa de Reyes - Guadalajara | Aguascalientes, Jalisco y San Luis Potosí | 305 | 294 | 2016 | 2018 |
| 5 | San Isidros -Samalayuca | Chihuahua | 23 | 109 | 2015 | 2017 |
| 6 | Samalayuca - Sásabe | Chihuahua y Sonora | 650 | 571 | 2015 | 2017 |
| 7 | Sur de Texas-Tuxpan | Tamaulipas y Veracruz | 800 | 2,111 | 2016 | 2018 |
| # | Proyectos en Evaluación | Estados Beneficiados | Longitud (Kilómetros) | Inversión estimada (millones de dolares)** | Fecha estimada de licitación | inicio de operación |
| 8 | Jáltipan-Salina Cruz | Oaxaca y Veracruz | 247 | 643 | 2016-2017 | 2018-2019 |
| 9 | Lázaro Cárdenas -Acapulco | Guerrero y Michoacán | 331 | 456 | 2016-2017 | 2018-2019 |
| # | Otros proyectos | Estados Beneficiados | Longitud (Kilómetros) | Inversión estimada (millones de dolares) | Fecha estimada de licitación | inicio de operación |
| 10 | Nueva Era (Midstream México) | Nuevo León | 302**** | n.d. | Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo | 2017**** |
| 11 | Salina Cruz-Tapachula | Chiapas y Oaxaca | 400*** | 442** | Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo | 2019 |
| 12 | Los Ramones-Cempoala | Nuevo León y Veracruz | 855** | 1980** | 2018 | 2020 |

* Conforme a la información pública emitida por la CFE

** Información considerada originalmente en el Plan Quinquenal 2015-2019

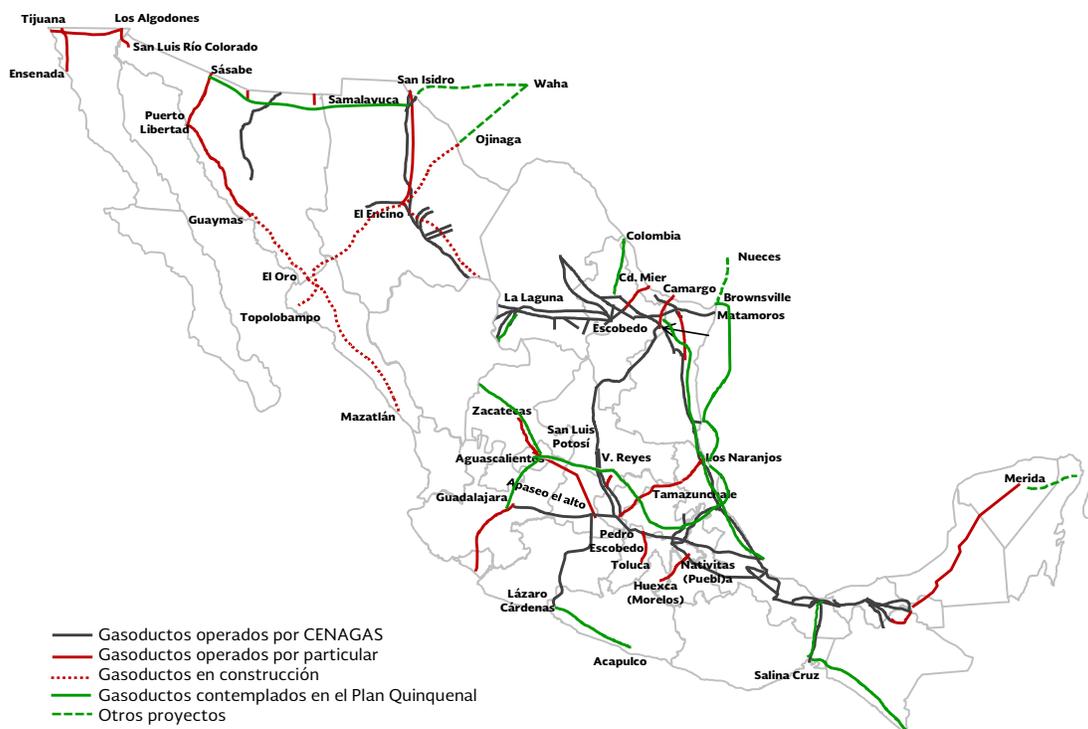
*** Longitud manifestada por TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.

**** Conforme a lo publicado por Howard Energy (Midstream México)Fuente: Primera revisión del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019

Fuente: Sener con información del Plan Quinquenal

En el siguiente mapa se presentan los proyectos de infraestructura de gasoductos a 2015-2030

FIGURA 3. 13 RED DE GASODUCTOS 2015-2030



Fuente: Sener, con información de CENAGAS y PRODESEN

3.1.6. Comercio exterior

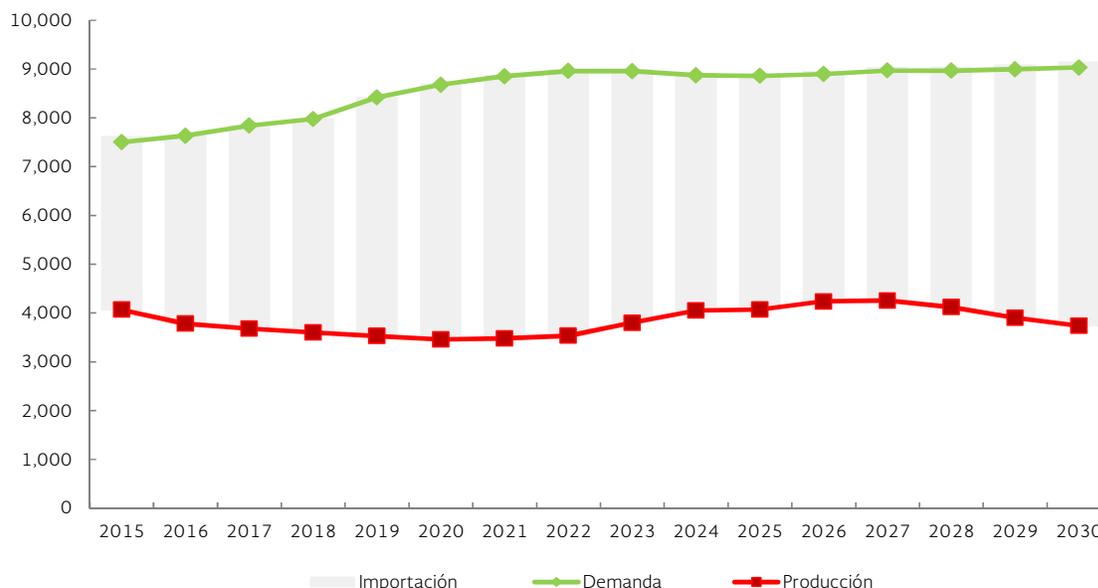
Se espera que hacia el futuro E.U.A. pase de ser un importador neto, con 2,732.2 mmpcd de gas natural en 2015, equivalente a 3% del suministro total en ese país, a ser un exportador neto en 2018. En 2040, las exportaciones netas de gas natural E.U.A. se ubicarán en 20,547.9 mmpcd. Los niveles de producción y excedentes de gas harán factible la exportación de gas natural licuado (GNL). La mayor parte de la capacidad de exportación de GNL ya está en construcción. Después de 2021, las exportaciones netas de E.U.A. crecerán a una tasa media del 4% anual³². A lo largo de 2020, México será un mercado en rápido crecimiento para el gas natural estadounidense, mientras que Canadá seguirá siendo un modesto exportador neto a los Estados Unidos.

Se espera que en 2030, la producción de gas natural alcance un volumen de 3,737.5 mmpcd, sin embargo, esta producción no cubrirá la totalidad de la demanda nacional, la cual se espera se ubique en 9,030.4 mmpcd, y para poder cubrir la demanda, será necesario recurrir a importaciones.

En 2030, la importación de gas natural presentará un incremento de 52.4% respecto a 2015, alcanzando un volumen de 5,406.9 mmpcd, y presentando una tmca de 2.8% durante el periodo de 2015-2030. Se espera que, a partir de 2017, la totalidad de las importaciones de gas se realicen mediante ductos, debido a la entrada de la nueva infraestructura de gasoductos en los próximos años. En el caso de las exportaciones, éstas alcanzarán un volumen de 113.9 mmpcd en 2030, lo que representará una tmca de 15.9% durante el periodo 2015-2030.

³² U.S. Energy Information Administration | Annual Energy Outlook 2016, pág. 141

FIGURA 3. 14 IMPORTACIONES DE GAS NATURAL, 2015-2030.
(millones pies cúbicos diarios)



Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

3.1.7. Balance nacional 2015-2029

En 2030, la demanda de gas natural seco alcanzará un volumen de 9,030.4 mmpcd, que representa una tmca de 1.2 para el periodo de 2015-2030. En el caso de la producción, se espera que el volumen sea 3,737.5 mmpcd, 8.1% menor respecto a 2015, y tendrá una tmca de -0.6%. Por otra parte, en 2030, las importaciones, llegarán a niveles de 5,406.9 mmpcd, y se espera que las exportaciones serán de 113.9 mmpcd.

En 2030, la región Noreste presentará una demanda de 2,981.0 mmpcd, lo que representará un incremento de 21.0% respecto a 2015, en cuanto a la producción, ésta será de 1,547.0 mmpcd, con la cual no se podrá cubrir la demanda de la región, y se tendrá que recurrir a la importación de gas, la cual tendrá un volumen de 4,464.7 mmpcd, en el caso de las exportaciones, el volumen enviado a otras regiones será de 3,030.7 mmpcd.

La región Noroeste presentará una demanda de 942.2 mmpcd, lo que representará un incremento de 55.4% respecto a 2015 para cubrir su demanda recurrirá a las importaciones, ya que en la región no hay producción de gas seco.

En las regiones Centro y Centro-Occidente no existe producción de gas seco. Para cubrir sus respectivas demandas, éstas recurrirán a las importaciones provenientes de otras regiones. En el caso de la región Centro, la demanda será de 1,293.5 mmpcd en 2030. En la región Centro-Occidente la demanda alcanzará un volumen de 1,863.6 mmpcd.

En la región Sur-Sureste la demanda alcanzará un volumen de 1,950.1 mmpcd, en el caso de la producción, ésta 2,190.5 mmpcd, de esta producción se exportarán a otras regiones 126.4 mmpcd, y 113.9 mmpcd se exportarán a Centroamérica. Los balances regionales de gas natural se presentan en los Anexos Cuadro A.22-A.26

CUADRO 3. 10 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2015-2030.
(mmpcd)

| Concepto | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | tmca 2015-2022 | tmca 2015-2030 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|-------------------|
| Origen | 7,614.8 | 7,634.3 | 7,843.4 | 7,977.9 | 8,421.3 | 8,692.4 | 8,869.4 | 8,981.9 | 2.4 | 1.2 |
| Producción nacional | 4,066.8 | 3,782.2 | 3,680.4 | 3,603.2 | 3,527.7 | 3,461.1 | 3,479.5 | 3,533.8 | - | 2.0 |
| Producción en plantas | 4,066.8 | 3,782.2 | 3,680.4 | 3,603.2 | 3,527.7 | 3,461.1 | 3,479.5 | 3,533.8 | - | 2.0 |
| Importación | 3,548.0 | 3,852.1 | 4,163.0 | 4,374.7 | 4,893.6 | 5,231.3 | 5,389.9 | 5,448.1 | 6.3 | 2.8 |
| Destino | 7,516.6 | 7,634.3 | 7,843.4 | 7,977.9 | 8,421.3 | 8,692.4 | 8,869.4 | 8,981.9 | 2.6 | 1.3 |
| Demanda nacional | 7,504.1 | 7,632.9 | 7,842.1 | 7,974.8 | 8,419.7 | 8,676.7 | 8,850.9 | 8,960.4 | 2.6 | 1.2 |
| Sector petrolero | 2,200.0 | 2,270.5 | 2,270.5 | 2,149.5 | 2,104.2 | 2,248.6 | 2,388.1 | 2,399.3 | 1.2 | - |
| Sector industrial | 1,375.8 | 1,435.4 | 1,737.0 | 1,905.3 | 1,931.8 | 1,960.3 | 1,985.5 | 2,011.1 | 5.6 | 2.9 |
| Sector eléctrico | 3,797.6 | 3,792.8 | 3,693.7 | 3,772.9 | 4,231.5 | 4,310.5 | 4,316.9 | 4,386.3 | 2.1 | 2.2 |
| Sector residencial | 94.6 | 98.5 | 103.9 | 108.6 | 112.1 | 115.5 | 116.9 | 118.2 | 3.2 | 1.6 |
| Sector servicios | 33.7 | 32.9 | 33.8 | 35.0 | 36.3 | 37.4 | 38.7 | 40.0 | 2.5 | 2.8 |
| Sector Autotransporte | 2.4 | 2.9 | 3.1 | 3.4 | 3.7 | 4.3 | 4.9 | 5.4 | 12.5 | 9.8 |
| Exportación | 12.5 | 1.3 | 1.3 | 3.1 | 1.5 | 15.7 | 18.5 | 21.6 | 8.1 | 15.9 |
| Variación de inventarios y diferencias | 98.2 | - | n.a. | n.a. |

| Concepto | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | tmca 2023-2030 | tmca 2015-2030 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|-------------------|
| Origen | 8,984.7 | 8,906.6 | 8,898.7 | 8,946.3 | 9,030.5 | 9,039.4 | 9,086.2 | 9,144.4 | 0.3 | 1.2 |
| Producción nacional | 3,800.1 | 4,050.8 | 4,069.6 | 4,239.2 | 4,253.9 | 4,121.0 | 3,900.2 | 3,737.5 | - | 0.2 |
| Producción en plantas | 3,800.1 | 4,050.8 | 4,069.6 | 4,239.2 | 4,253.9 | 4,121.0 | 3,900.2 | 3,737.5 | - | 0.2 |
| Importación | 5,184.6 | 4,855.8 | 4,829.1 | 4,707.0 | 4,776.6 | 4,918.4 | 5,186.1 | 5,406.9 | 0.6 | 2.8 |
| Destino | 8,984.7 | 8,906.6 | 8,898.7 | 8,946.3 | 9,030.5 | 9,039.4 | 9,086.2 | 9,144.4 | 0.3 | 1.3 |
| Demanda nacional | 8,958.1 | 8,873.9 | 8,858.4 | 8,896.7 | 8,969.5 | 8,964.3 | 8,993.8 | 9,030.4 | 0.1 | 1.2 |
| Sector petrolero | 2,201.1 | 2,050.3 | 1,877.7 | 1,769.6 | 1,689.0 | 1,608.8 | 1,520.1 | 1,451.1 | - | 5.8 |
| Sector industrial | 2,029.1 | 2,042.8 | 2,058.0 | 2,071.3 | 2,083.6 | 2,092.1 | 2,097.0 | 2,097.3 | 0.5 | 2.9 |
| Sector eléctrico | 4,560.6 | 4,610.9 | 4,750.8 | 4,882.0 | 5,021.4 | 5,085.6 | 5,197.1 | 5,301.2 | 2.2 | 2.2 |
| Sector residencial | 120.0 | 120.7 | 120.9 | 121.0 | 120.8 | 121.4 | 120.9 | 120.4 | 0.0 | 1.6 |
| Sector servicios | 41.4 | 42.8 | 44.1 | 45.4 | 46.7 | 48.1 | 49.5 | 50.9 | 3.0 | 2.8 |
| Sector Autotransporte | 5.9 | 6.4 | 6.9 | 7.4 | 7.9 | 8.4 | 9.1 | 9.6 | 7.1 | 9.8 |
| Exportación | 26.6 | 32.7 | 40.3 | 49.5 | 61.0 | 75.1 | 92.5 | 113.9 | 23.1 | 15.9 |
| Variación de inventarios y diferencias | - | n.a. | n.a. |

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para esta prospectiva, se realizó un análisis sensibilidad de la demanda de gas natural considerando tres escenarios macroeconómicos (base, alto y moderado). En el escenario base se tiene un crecimiento promedio de 2.9%, en el alto de 3.6% y en el moderado de 2.4%, entre los años de 2016 a 2030. Adicionalmente se consideró un escenario de bajo ahorro, principalmente en lo relacionado a los sectores autotransporte, industrial, residencial y servicios.

Los supuestos que se consideran para el escenario base son los siguientes:

- La normalización de la política monetaria estadounidense y las alzas en sus tasas de interés, generan incertidumbre en los mercados financieros y cambiarios, fortaleciendo el dólar y debilitando el resto de las monedas.
- La salida del Reino Unido de la Unión Europea, acentúa la incertidumbre financiera y cambiaria en el corto plazo y debilitará aún más el comercio y la economía mundial en el mediano y largo plazos.
- La pérdida de dinamismo de la economía de China, afecta el comercio internacional y particularmente el de las economías emergentes.
- Los descensos en los precios de las materias primas y de los commodities, reducen los ingresos de los países productores limitando su demanda de bienes y servicios.
- La contracción del sector industrial en los Estados Unidos incide en su actividad económica.
- Los recortes presupuestales de 2016 y 2017, acotan el potencial de crecimiento de la economía.
- Turbulencia en el mercado cambiario y financiero.
- Endurecimiento de la política monetaria y alzas en las tasas de interés.
- El mercado interno y sus determinantes, perderán dinamismo.
- La Reforma Energética incentivará al sector petrolero y al de generación de electricidad.

Para el escenario moderado (bajo) se consideró:

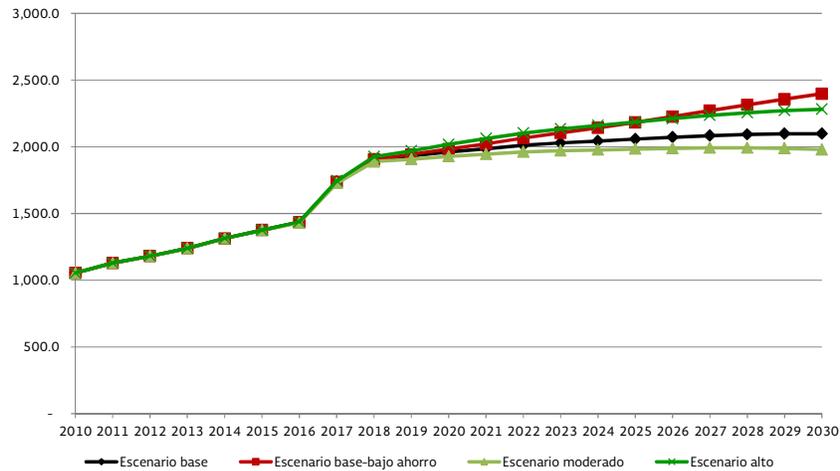
- El exceso de oferta de petróleo en el mundo mantiene los precios del petróleo en niveles inferiores a los \$100 x barril en el mediano plazo.
- La normalización de la política monetaria estadounidense afecta los mercados financieros y cambiarios de los países emergentes.
- El abandono del Reino Unido de la UE, afecta tratados comerciales importantes y el crecimiento de la economía de la Eurozona.
- La desaceleración de la economía de China es más profunda de lo esperado.
- La caída de los precios de las materias primas y de los commodities, continúa reduciendo los ingresos de los países productores limitando su demanda de bienes y servicios.
- El crecimiento de la economía estadounidense es inferior a lo esperado.
- La crisis industrial en los EE.UU. se agudiza afectando a la industria y al sector manufacturero mexicano.
- La turbulencia cambiaria se extiende y amplía.
- Los determinantes del mercado interno se debilitan, incapaces para contrarrestar los efectos negativos provenientes del exterior.

Finalmente, para el escenario alto los supuestos son:

- Caída de los precios de las materias primas y de los commodities.
- Descoordinación de las Políticas Monetarias en las economías avanzadas.
- Incertidumbre en las economías emergentes.
- Conflictos Geopolíticos.
- Menor dinamismo de la economía estadounidense.
- Normalización de la política monetaria en los Estados Unidos.
- Turbulencias en los mercados financieros.
- Formalización del empleo, ganancias de los salarios reales y expansión del crédito; impulsan al consumo y a la inversión.
- Las remesas familiares avanzan en el mediano y largo plazo:
- La plataforma de producción de petróleo se recupera, gracias a la Reforma Energética.
- Los avances en la infraestructura del transporte de hidrocarburos, reducirán sus costos impulsando su consumo.
- La Reforma Financiera ha generado los medios necesarios para el acceso al financiamiento a tasas más bajas y montos de crédito mayores.

De acuerdo a lo anterior, se presentan los resultados de los sectores industrial, residencial y servicios. En el caso del sector industrial, se espera que la demanda en el escenario base alcance un volumen de 2,097.3 mmcpd, en el escenario alto de 2,281.8 mmcpd, y en el escenario bajo se ubicaría en 1,979.3 mmcpd. En un escenario con ahorros bajos, derivado de las eficiencias en cada rama de este sector, la demanda alcanzará un volumen de 2,397.4 mmcpd (ver figura 4.1).

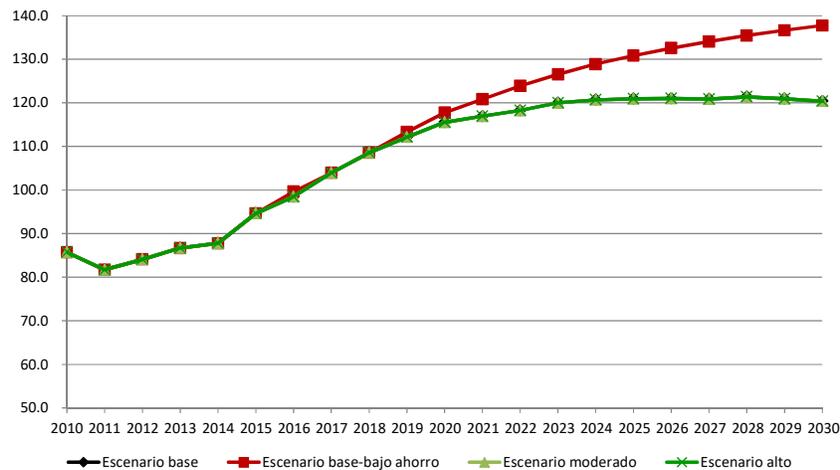
FIGURA 4. 1 DEMANDA DEL SECTOR INDUSTRIAL 2010-2030
(mmcpd)



Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

En el caso del sector residencial, los tres escenarios se mantiene constante con un volumen de 120.4 en 2030, y en el escenario de bajos ahorros la demanda alcanzará un volumen de 137.7 mmcpd (ver figura 4.2).

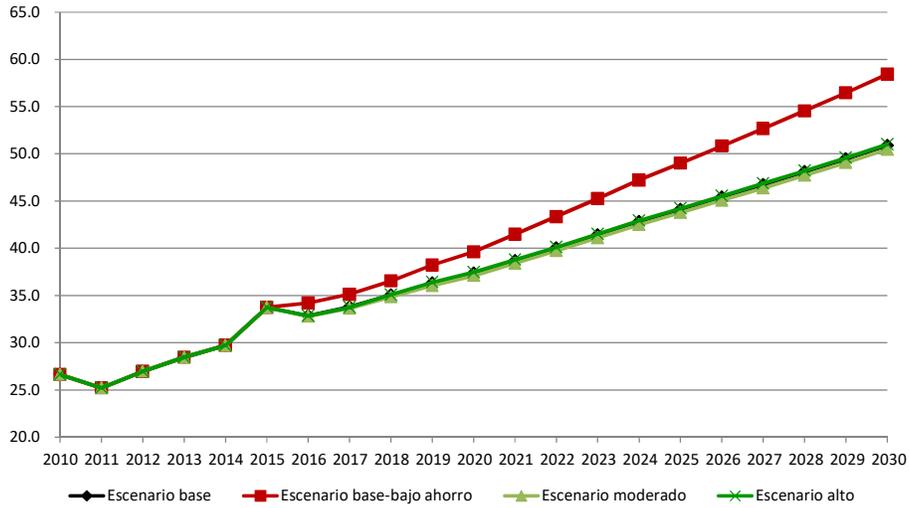
FIGURA 4. 2 DEMANDA DEL SECTOR RESIDENCIAL 2010-2030
(mmcpd)



Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

Finalmente, en el sector servicios, la diferencia entre las demandas para los diferentes escenarios, no es muy significativa, en el escenario base la demanda alcanzará un volumen 50.9 mmpcd, para el escenario alto la será de 51.0 mmpcd, en el escenario bajo de 50.5 mmpcd, y en el escenario con bajos ahorros por eficiencias la demanda será de 58.4 mmpcd.

FIGURA 4. 3 DEMANDA DEL SECTOR SEVICIOS 2010-2030
(mmpcd)



Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

ANEXOS

| | |
|--|----|
| Cuadro A. 1 COMPOSICIÓN REGIONAL DEL PARQUE VEHICULAR POR COMBUSTIBLE, 2005-2015..... | 70 |
| Cuadro A. 2 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2005-2015..... | 70 |
| Cuadro A. 3 CONSUMO DE GAS NATURAL DEL SECTOR PETROLERO, 2005-2015..... | 71 |
| Cuadro A. 4 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2005-2015..... | 71 |
| Cuadro A. 5 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR SERVICIOS 2005-2015..... | 72 |
| Cuadro A. 6 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR REGIÓN Y ESTADO,..... | 73 |
| Cuadro A. 7 PRECIOS DEL GAS NATURAL A USUARIOS FINALES DE LAS PRINCIPALES CIUDADES DEL PAÍS, FEBRERO DE 2016. | 74 |
| Cuadro A. 8 COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL POR PUNTO DE INTERCONEXIÓN, 2005-2015.. | 75 |
| Cuadro A. 9 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NOROESTE, 2005-2015..... | 76 |
| Cuadro A. 10 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NORESTE, 2005-2015..... | 76 |
| Cuadro A. 11 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2005-2015..... | 77 |
| Cuadro A. 12 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO, 2005-2015..... | 77 |
| Cuadro A. 13 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN SUR-SURESTE, 2005-2015..... | 78 |
| Cuadro A. 14 DEMANDA DE GAS NATURAL POR GRUPO DE RAMAS, 2015-2030..... | 79 |
| Cuadro A. 15 COMPOSICIÓN REGIONAL DEL PARQUE VEHICULAR POR COMBUSTIBLE, 2015-2030..... | 79 |
| Cuadro A. 16 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN NORESTE, 2015-2030..... | 80 |
| Cuadro A. 17 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN NOROESTE, 2015-2030..... | 81 |
| Cuadro A. 18 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2015-2030..... | 82 |
| Cuadro A. 19 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN CENTRO, 2015-2030..... | 83 |
| Cuadro A. 20 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN SUR-SURESTE, 2015-2030..... | 84 |

CUADRO A. 1 COMPOSICIÓN REGIONAL DEL PARQUE VEHICULAR POR COMBUSTIBLE, 2005-2015
(miles de unidades)

| Combustible | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | tmca 2005-2015 |
|------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-------------------|
| Gas natural comprimido | 2 | 3 | 3 | 3 | 2 | 1 | 2 | 2 | 4 | 3 | 3 | 5.0 |
| Gasolina | 16,667 | 19,199 | 21,182 | 23,147 | 24,160 | 25,241 | 26,802 | 28,369 | 30,100 | 30,747 | 32,338 | 6.9 |
| Gas L.P. | 305 | 235 | 221 | 196 | 185 | 185 | 203 | 232 | 250 | 254 | 250 | 2.0 |
| Diesel | 672 | 701 | 738 | 774 | 780 | 791 | 799 | 845 | 898 | 855 | 842 | 2.3 |
| Total | 17,646 | 20,137 | 22,144 | 24,120 | 25,127 | 26,219 | 27,805 | 29,448 | 31,252 | 31,858 | 33,434 | 6.6 |

Fuente: IMP, con base en información de empresas particulares.

**CUADRO A. 2 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR
RESIDENCIAL, 2005-2015**
(MbdgIpe)

| Rama | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | tmca 2005-2015 |
|---|--------------|----------------|----------------|----------------|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|
| Total | 935.2 | 1,014.0 | 1,040.1 | 1,026.6 | 912.8 | 1,054.3 | 1,129.2 | 1,181.1 | 1,239.9 | 1,313.5 | 1,375.8 | 3.9 |
| Alimentos | 89.1 | 92.3 | 95.9 | 96.0 | 102.9 | 111.5 | 122.8 | 132.6 | 125.7 | 132.0 | 130.0 | 3.9 |
| Celulosa y papel | 52.3 | 63.8 | 65.2 | 69.9 | 62.9 | 63.8 | 63.6 | 76.8 | 83.8 | 81.4 | 90.1 | 5.6 |
| Cemento | 13.0 | 18.1 | 10.7 | 8.7 | 11.7 | 9.6 | 8.5 | 17.4 | 11.4 | 13.4 | 13.2 | 0.2 |
| Cerveza y malta | 15.3 | 18.9 | 16.6 | 17.7 | 15.8 | 16.2 | 18.6 | 22.0 | 39.1 | 34.9 | 38.3 | 9.6 |
| Metales básicos | 279.5 | 293.6 | 305.6 | 299.3 | 223.4 | 287.5 | 301.4 | 299.2 | 326.1 | 340.4 | 347.4 | 2.2 |
| Minería | 23.8 | 23.8 | 22.4 | 20.3 | 17.5 | 21.4 | 21.6 | 23.1 | 23.8 | 17.2 | 14.2 | -5.0 |
| Productos de minerales no metálicos | 63.9 | 68.3 | 69.4 | 66.2 | 58.2 | 74.2 | 80.9 | 82.6 | 83.1 | 80.1 | 86.6 | 3.1 |
| Productos metálicos, equipo eléctrico y de transporte | 103.4 | 106.9 | 111.2 | 106.3 | 95.0 | 110.6 | 124.6 | 130.1 | 123.3 | 135.2 | 137.6 | 2.9 |
| Química | 115.9 | 127.1 | 131.7 | 132.3 | 135.2 | 155.8 | 165.6 | 167.3 | 170.0 | 204.4 | 200.4 | 5.6 |
| Resto | 53.6 | 61.6 | 65.3 | 59.0 | 51.9 | 63.4 | 71.3 | 72.0 | 91.1 | 99.4 | 143.6 | 10.4 |
| Textil | 30.4 | 33.9 | 35.0 | 34.4 | 34.4 | 35.3 | 37.8 | 37.6 | 38.0 | 39.3 | 41.8 | 3.2 |
| Vidrio | 95.0 | 105.6 | 111.1 | 116.6 | 104.0 | 105.0 | 112.6 | 120.4 | 124.5 | 136.0 | 132.5 | 3.4 |

Fuente: IMP, con base en información de CRE, PGPB y empresas particulares.

CUADRO A. 3 CONSUMO DE GAS NATURAL DEL SECTOR PETROLERO, 2005-2015

(Millones de pies cúbicos diarios)

| Concepto | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | tmca 2005-2015 |
|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|
| Total | 2,030 | 2,160 | 2,125 | 2,175 | 2,149 | 2,237 | 2,186 | 2,273 | 2,272 | 2,276 | 2,200 | 0.8 |
| Corporativo | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | -3.0 |
| Refinación | 274.9 | 279.5 | 282.4 | 306.0 | 299.3 | 337.8 | 332.9 | 343.5 | 348.8 | 375.7 | 385.3 | 3.4 |
| Gas y Petroquímica Básica | 250.9 | 262.9 | 268.4 | 287.6 | 291.4 | 289.0 | 292.0 | 274.8 | 213.4 | 196.1 | 182.1 | -3.2 |
| Exploración y Producción ¹ | 1,240.2 | 1,324.8 | 1,251.2 | 1,236.4 | 1,239.8 | 1,289.4 | 1,240.9 | 1,313.8 | 1,288.8 | 1,285.4 | 1,254.7 | 0.1 |
| Petroquímica | 263.5 | 292.0 | 322.9 | 344.5 | 318.4 | 319.9 | 320.0 | 340.6 | 349.1 | 332.0 | 236.1 | -1.1 |
| Cogeneración Nuevo Pemex | - | - | - | - | - | - | - | - | 71.8 | 86.1 | 87.6 | n.a. |
| Ventas a PF | | | | | | | | | | | 19.4 | n.a. |
| Ventas a PE | | | | | | | | | | | 34.4 | n.a. |

¹ Incluye el consumo de la Compañía Nitrógeno de Cantarell.

Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

CUADRO A. 4 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2005-2015

(mmpcdgne)

| Año | Combustibles del sector residencial | | | Total |
|---------------------------|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | Gas natural | Gas L.P. | Leña | |
| | MMpcdg | MMpcdgne | MMpcdgne | MMpcdgne |
| 2005 | 86.6 | 776.7 | 492.3 | 1,355.6 |
| 2005 | 84.5 | 769.0 | 488.8 | 1,342.3 |
| 2006 | 88.5 | 760.8 | 485.9 | 1,335.1 |
| 2007 | 87.4 | 743.3 | 482.1 | 1,312.8 |
| 2008 | 82.9 | 712.3 | 481.1 | 1,276.3 |
| 2009 | 85.7 | 730.9 | 477.9 | 1,294.5 |
| 2010 | 81.7 | 709.8 | 471.2 | 1,262.7 |
| 2011 | 84.1 | 696.9 | 462.6 | 1,243.6 |
| 2012 | 86.7 | 663.5 | 456.1 | 1,206.3 |
| 2013 | 87.8 | 663.0 | 447.9 | 1,198.7 |
| 2015 | 94.6 | 653.5 | 439.4 | 1,187.4 |
| tmca 2005-2015 | 0.9 | -1.7 | -1.1 | -1.3 |

Fuente: IMP, con base en información de Sener, PGPB y empresas particulares

**CUADRO A. 5 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR
SERVICIOS 2005-2015**
(mmpcdgne)

| Año | Combustibles del sector servicios | | | Total |
|---------------------------|-----------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | Gas natural | Gas L.P. | Leña | |
| | MMpcd | MMpcdgne | MMpcdgne | MMpcdgne |
| 2005 | 20.5 | 171.0 | 78.8 | 270.3 |
| 2006 | 23.3 | 177.9 | 78.2 | 279.3 |
| 2007 | 24.2 | 164.8 | 77.7 | 266.8 |
| 2008 | 25.3 | 154.9 | 77.1 | 257.4 |
| 2009 | 24.5 | 153.9 | 77.0 | 255.4 |
| 2010 | 26.6 | 157.3 | 76.5 | 260.4 |
| 2011 | 25.2 | 162.7 | 75.4 | 263.4 |
| 2012 | 27.0 | 165.4 | 74.0 | 266.4 |
| 2013 | 28.5 | 168.3 | 73.0 | 269.7 |
| 2014 | 29.9 | 163.3 | 71.7 | 264.8 |
| 2015 | 33.7 | 162.9 | 70.3 | 266.9 |
| tmca 2005-2015 | 5.1 | -0.5 | -1.1 | -0.1 |

Fuente IMP, con base en información de Sener y Pemex

CUADRO A. 6 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR REGIÓN Y ESTADO, 2005-2015

(Millones de pies cúbicos diarios)

| Estado | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | tmca 2005-2015 |
|-------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|
| Noroeste | 334.4 | 391.5 | 376.3 | 428.9 | 408.3 | 380.0 | 399.3 | 445.3 | 437.7 | 496.7 | 606.2 | 6.1 |
| Baja California | 248.1 | 282.8 | 265.8 | 303.2 | 289.2 | 255.6 | 276.2 | 317.6 | 306.1 | 334.2 | 349.4 | 3.5 |
| Sonora | 86.4 | 108.7 | 110.6 | 125.7 | 119.1 | 124.4 | 123.1 | 127.7 | 131.6 | 162.5 | 256.8 | 11.5 |
| Noreste | 1,418.7 | 1,634.1 | 1,785.8 | 1,807.9 | 1,834.0 | 1,965.6 | 2,219.3 | 2,217.0 | 2,263.2 | 2,350.1 | 2,464.2 | 5.7 |
| Chihuahua | 199.3 | 229.6 | 258.5 | 266.0 | 276.4 | 280.7 | 306.5 | 322.1 | 336.8 | 366.4 | 347.6 | 5.7 |
| Coahuila | 122.1 | 129.7 | 136.3 | 142.3 | 127.3 | 139.2 | 156.5 | 174.1 | 201.5 | 208.4 | 235.5 | 6.8 |
| Durango | 71.8 | 98.6 | 107.5 | 107.8 | 112.3 | 153.3 | 186.6 | 193.1 | 163.1 | 196.4 | 200.5 | 10.8 |
| Nuevo León | 554.6 | 607.0 | 604.1 | 617.4 | 591.2 | 633.4 | 667.7 | 672.4 | 675.8 | 687.4 | 724.4 | 2.7 |
| Tamaulipas | 470.9 | 569.2 | 679.3 | 674.3 | 726.8 | 759.0 | 902.0 | 855.4 | 886.0 | 891.5 | 956.1 | 7.3 |
| Centro-Occidente | 518.0 | 564.8 | 637.3 | 705.0 | 666.2 | 703.4 | 728.9 | 789.4 | 880.3 | 1,053.6 | 1,134.6 | 8.2 |
| Aguascalientes | 10.7 | 12.6 | 12.4 | 12.8 | 13.2 | 16.9 | 19.2 | 20.9 | 21.3 | 19.1 | 31.1 | 11.2 |
| Colima | | | | | | | | 53.6 | 125.9 | 216.7 | 248.8 | n.a. |
| Guanajuato | 194.8 | 217.7 | 219.6 | 220.4 | 201.0 | 211.2 | 217.0 | 226.4 | 245.3 | 259.1 | 257.4 | 2.8 |
| Jalisco | 45.6 | 48.0 | 47.2 | 50.0 | 50.4 | 54.2 | 57.1 | 59.4 | 59.2 | 68.4 | 75.1 | 5.1 |
| Michoacán | 125.9 | 134.5 | 139.7 | 131.6 | 65.9 | 111.2 | 119.9 | 114.3 | 124.1 | 131.9 | 127.7 | 0.1 |
| Querétaro | 114.7 | 121.2 | 111.6 | 118.1 | 157.4 | 138.4 | 127.0 | 143.5 | 128.6 | 160.0 | 165.4 | 3.7 |
| San Luis Potosí | 26.4 | 30.8 | 106.9 | 172.1 | 178.3 | 171.6 | 188.8 | 171.3 | 174.3 | 198.4 | 220.0 | 23.6 |
| Zacatecas | | | | | | | | | 1.6 | | 9.2 | n.a. |
| Centro | 604.0 | 642.7 | 639.1 | 655.8 | 672.9 | 712.1 | 752.4 | 754.1 | 818.0 | 767.1 | 919.4 | 4.3 |
| Distrito Federal | 56.6 | 55.6 | 50.9 | 48.6 | 50.2 | 64.1 | 70.1 | 74.5 | 71.4 | 59.1 | 69.6 | 2.1 |
| Hidalgo | 169.9 | 181.6 | 151.1 | 168.8 | 155.2 | 153.4 | 149.9 | 162.9 | 205.3 | 196.5 | 269.3 | 4.7 |
| México | 283.5 | 300.9 | 321.7 | 319.5 | 348.1 | 329.2 | 335.0 | 316.6 | 341.2 | 300.7 | 361.5 | 2.5 |
| Morelos | | | | | | | | 1.2 | 8.4 | 9.8 | 12.5 | n.a. |
| Puebla | 78.3 | 87.8 | 98.4 | 102.1 | 97.7 | 141.4 | 172.3 | 170.3 | 162.1 | 170.6 | 172.7 | 8.2 |
| Tlaxcala | 15.7 | 16.8 | 17.0 | 16.9 | 21.7 | 24.0 | 25.1 | 28.6 | 29.6 | 30.4 | 33.7 | 7.9 |
| Sur-Sureste | 2,212.4 | 2,439.9 | 2,487.3 | 2,512.3 | 2,522.7 | 2,579.8 | 2,412.4 | 2,472.6 | 2,553.1 | 2,541.9 | 2,379.7 | 0.7 |
| Campeche | 108.5 | 116.5 | 135.4 | 740.2 | 89.3 | 124.1 | 105.3 | 120.0 | 121.7 | 118.9 | 112.4 | 0.4 |
| Chiapas | 384.3 | 419.0 | 450.8 | 542.8 | 577.1 | 561.4 | 76.6 | 76.6 | 67.9 | 62.7 | 57.8 | 17.3 |
| Oaxaca | 0.0 | 1.4 | 3.0 | 4.1 | 4.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 11.4 |
| Tabasco | 151.5 | 147.0 | 152.9 | 174.7 | 182.3 | 191.3 | 663.0 | 651.8 | 702.2 | 696.1 | 694.4 | 16.4 |
| Veracruz | 735.8 | 843.9 | 904.0 | 882.4 | 900.6 | 917.2 | 844.9 | 866.7 | 951.9 | 955.4 | 862.7 | 1.6 |
| Yucatán | 83.9 | 108.7 | 151.4 | 168.1 | 168.7 | 151.8 | 122.5 | 114.7 | 113.2 | 119.6 | 107.0 | 2.5 |
| Aguas territoriales | 748.4 | 803.4 | 689.8 | | 600.7 | 634.0 | 600.1 | 642.8 | 596.1 | 589.1 | 545.4 | 3.1 |
| Total nacional | 5,087.6 | 5,672.9 | 5,925.9 | 6,109.9 | 6,104.0 | 6,340.9 | 6,512.2 | 6,678.4 | 6,952.4 | 7,209.3 | 7,504.1 | 4.0 |

Fuente: IMP con información de Pemex Gas y Petroquímica Básica.

CUADRO A. 7 PRECIOS DEL GAS NATURAL A USUARIOS FINALES DE LAS PRINCIPALES CIUDADES DEL PAÍS, FEBRERO DE 2016.

(Dólares por millón de BTU)

| Zona de distribución | Residencial | | | | Servicios | | | | Industrial | | | |
|--------------------------|---------------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------|---------------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------|---------------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------|
| | Precio de la molécula (USD/BTU) | Cargos por transporte | Tarifa de Distribución | Precio al público | Precio de la molécula (USD/BTU) | Cargos por transporte | Tarifa de Distribución | Precio al público | Precio de la molécula (USD/BTU) | Cargos por transporte | Tarifa de Distribución | Precio al público |
| Piedras Negras | 2.1 | 1.2 | 7.3 | 10.6 | 2.1 | 1.2 | 2.6 | 5.9 | 2.1 | 1.2 | 0.2 | 3.5 |
| Valle-Cuautitlan | 2.0 | 0.7 | 3.4 | 6.1 | 2.0 | 0.7 | 1.4 | 4.2 | 2.0 | 0.7 | 0.8 | 3.5 |
| Ciudad Juárez | 2.0 | 0.2 | 3.7 | 6.0 | 2.0 | 0.2 | 3.2 | 5.5 | 2.0 | 0.2 | 1.1 | 3.4 |
| Puebla-Tlaxcala | 2.0 | 0.7 | 6.5 | 9.2 | 2.0 | 0.7 | 0.9 | 3.6 | 2.0 | 0.7 | 0.7 | 3.4 |
| Norte de Tamaulipas | 2.1 | 0.5 | 6.0 | 8.6 | 2.1 | 0.5 | 1.3 | 3.8 | 2.1 | 0.5 | 1.1 | 3.7 |
| Chihuahua | 2.1 | 0.7 | 8.1 | 10.9 | 2.1 | 0.7 | 1.6 | 4.4 | 2.1 | 0.7 | 0.7 | 3.5 |
| La Laguna-Durango | 2.1 | 0.7 | 12.8 | 15.7 | 2.1 | 0.7 | 3.9 | 6.7 | 2.1 | 0.7 | 2.1 | 4.9 |
| Mexicali | 2.3 | 0.2 | 6.9 | 9.4 | 2.3 | 0.2 | 3.2 | 5.7 | 2.3 | 0.2 | 1.6 | 4.1 |
| Guadalajara | 2.0 | 0.8 | 5.7 | 8.5 | 2.0 | 0.8 | 2.7 | 5.5 | 2.0 | 0.8 | 1.9 | 4.7 |
| Rio Panuco | 2.0 | 0.6 | 8.4 | 11.0 | 2.0 | 0.6 | 4.6 | 7.1 | 2.0 | 0.6 | 4.3 | 6.8 |
| Queretaro | 2.0 | 0.8 | 4.2 | 7.0 | 2.0 | 0.8 | 3.0 | 5.8 | 2.0 | 0.8 | 2.9 | 5.8 |
| Toluca | 2.0 | 1.4 | 7.1 | 10.4 | 2.0 | 1.4 | 2.2 | 5.5 | 2.0 | 1.4 | 0.4 | 3.7 |
| Nuevo Laredo | 2.1 | 0.5 | 10.4 | 13.0 | 2.1 | 0.5 | 3.0 | 5.6 | 2.1 | 0.5 | 0.8 | 3.4 |
| Saltito | 2.1 | 0.5 | 7.7 | 10.3 | 2.1 | 0.5 | 1.8 | 4.4 | 2.1 | 0.5 | 0.5 | 3.1 |
| Monterrey 1 | 2.1 | 0.5 | 7.9 | 10.5 | 2.1 | 0.5 | 2.2 | 4.8 | 2.1 | 0.5 | 0.4 | 3.0 |
| El Bajío | 2.0 | 0.8 | 6.4 | 9.2 | 2.0 | 0.8 | 2.0 | 4.8 | 2.0 | 0.8 | 0.7 | 3.5 |
| Distrito Federal | 2.0 | 0.8 | 6.7 | 9.5 | 2.0 | 0.8 | 2.0 | 4.7 | 2.0 | 0.8 | 0.6 | 3.4 |
| Monterrey 2 | 2.1 | 0.5 | 4.0 | 6.6 | 2.1 | 0.5 | 2.7 | 5.2 | 2.1 | 0.5 | 0.8 | 3.4 |
| Hermosillo | 2.1 | 0.4 | 8.8 | 11.3 | 2.1 | 0.4 | 4.5 | 7.0 | 2.1 | 0.4 | 2.5 | 5.0 |
| Valle Cuautitlán-Texcoco | 2.0 | 0.7 | 8.1 | 10.8 | 2.0 | 0.7 | 3.8 | 6.5 | 2.0 | 0.7 | 1.7 | 4.5 |

* Incluye diferencias, empaque y barcos en tránsito.

Fuente: IMP, con base en Pemex y Sener.

CUADRO A. 8 COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL POR PUNTO DE INTERCONEXIÓN, 2005-2015
(Millones de pies cúbicos diarios)

| Punto de interconexión en México | Importadores | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | tmca 2005-2015 |
|--|--------------------------------------|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|
| Total Importaciones | | 905.5 | 1,018.4 | 1,103.6 | 1,336.1 | 1,257.6 | 1,458.9 | 1,749.4 | 2,129.8 | 2,516.6 | 2,851.0 | 3,548.0 | 14.6 |
| Importaciones por ducto | | 905.5 | 939.6 | 854.1 | 980.4 | 916.8 | 911.8 | 1,356.2 | 1,671.9 | 1,755.5 | 1,994.7 | 2,910.3 | 12.4 |
| 1. Mexicali, BC. | Particulares | 11.0 | 14.3 | 13.9 | 15.3 | 15.9 | 17.5 | 19.0 | 20.5 | 21.3 | 21.5 | 21.8 | 7.1 |
| 2. Los Algodones, BC. | | 237.0 | 268.4 | 251.8 | 277.5 | 257.0 | 111.9 | 250.4 | 274.4 | 255.2 | 295.0 | 333.8 | 3.5 |
| | PGPB | 7.2 | 14.4 | 9.6 | 11.7 | 10.3 | - | - | - | - | - | - | n.a. |
| | Sectorelectrico público ¹ | 112.7 | 118.6 | 119.2 | 119.2 | 110.4 | 33.6 | 43.0 | 48.7 | 42.9 | 46.6 | 155.0 | 3.2 |
| | Particulares | 117.1 | 135.4 | 123.1 | 146.7 | 136.3 | 78.3 | 207.4 | 225.7 | 212.3 | 248.4 | 178.8 | 4.3 |
| 3. Nogales, Son. | Particulares | | | 0.3 | 0.4 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.8 | 0.9 | 0.9 | 1.0 | n.a. |
| 4. Naco, Son. | | 37.3 | 62.8 | 58.9 | 73.5 | 69.1 | 69.6 | 64.6 | 73.4 | 72.5 | 66.5 | 147.8 | 14.8 |
| | PGPB | 9.0 | 31.0 | 34.0 | 38.1 | 32.4 | 33.6 | 30.7 | 34.8 | 33.9 | 34.0 | 6.9 | -2.7 |
| | Sectorelectrico público ¹ | 28.3 | 31.8 | 24.9 | 35.4 | 36.6 | 36.0 | 34.0 | 38.6 | 38.6 | 32.5 | 141.0 | 17.4 |
| 5. Naco, Son. | Sectorelectrico público ¹ | 38.4 | 36.2 | 37.3 | 40.1 | 38.5 | 41.8 | 44.9 | 39.5 | 44.6 | 51.6 | 42.8 | 1.1 |
| 6. Agua Prieta, Son. | Particulares | 10.2 | 10.3 | 11.3 | 9.7 | 8.9 | 9.0 | 10.1 | 11.2 | 11.4 | 43.1 | 65.2 | 20.4 |
| 7. Ciudad Juárez, Chih. ² | | 190.6 | 209.5 | 236.3 | 246.6 | 259.1 | 254.0 | 278.2 | 288.0 | 308.8 | 409.0 | 402.6 | 7.8 |
| | PGPB | 169.7 | 184.2 | 206.7 | 211.2 | 224.9 | 216.2 | 236.4 | 248.9 | 264.5 | 258.6 | 46.9 | -12.1 |
| | Sectorelectrico público ¹ | 20.8 | 25.4 | 29.7 | 35.4 | 34.2 | 37.8 | 41.8 | 39.1 | 44.3 | 150.4 | 355.7 | 32.8 |
| | Particulares | | | | | | | | 0.0 | 0.01 | 0.02 | 0.02 | n.a. |
| 8. Ciudad Acuña, Coah. | Particulares | | | 0.9 | 1.0 | 0.9 | 1.0 | 0.8 | 1.1 | 1.2 | 1.1 | 1.0 | n.a. |
| 9. Piedras Negras, Coah. | | 6.3 | 5.6 | 5.9 | 5.0 | 3.9 | 4.8 | 8.4 | 16.8 | 19.1 | 19.7 | 20.5 | 12.5 |
| | PGPB | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. |
| | Particulares | 6.3 | 5.6 | 5.9 | 5.0 | 3.9 | 4.8 | 8.4 | 16.8 | 19.1 | 19.7 | 20.5 | 12.5 |
| 10. Ciudad Mier, Tamps. | PGPB | 102.2 | 55.5 | 62.3 | 67.6 | 54.6 | 100.3 | 175.5 | 357.0 | 370.5 | 412.8 | 450.1 | 16.0 |
| 11. Camargo, Tamps | PGPB | | | | | | | | | | 10.1 | 808.4 | n.a. |
| 13. Argüelles, Tamps. (Kinder Morgan) | | 72.0 | 49.4 | 21.5 | 98.0 | 40.9 | 58.2 | 167.4 | 182.7 | 208.9 | 211.3 | 164.4 | 8.6 |
| | PGPB | 72.0 | 49.4 | 11.8 | 46.2 | 29.1 | 55.0 | 145.5 | 182.4 | 208.9 | 211.3 | 164.4 | 8.6 |
| | Particulares | | | 9.7 | 51.8 | 11.7 | 3.2 | 22.0 | 0.4 | - | - | - | n.a. |
| 15. Reynosa, Tamps. (Tennessee Gas, PMX) | PGPB | 75.2 | 62.3 | 4.0 | 14.0 | 14.0 | 71.6 | 130.3 | 199.2 | 226.7 | 251.4 | 213.7 | 11.0 |
| 16. Reynosa, Tamps. (Tennessee Gas, RB) ³ | | 125.3 | 165.4 | 149.5 | 131.5 | 153.7 | 171.7 | 205.8 | 207.4 | 214.4 | 210.6 | 237.0 | 6.6 |
| | PGPB | 45.0 | 54.2 | 57.2 | 61.5 | 56.7 | 59.1 | 72.4 | 66.7 | 70.9 | 72.1 | 18.3 | -8.6 |
| | Sectorelectrico público ¹ | 80.3 | 111.2 | 92.3 | 70.0 | 97.0 | 112.5 | 133.4 | 140.7 | 143.5 | 138.5 | 218.7 | 10.5 |
| Importaciones GNL | | - | 78.8 | 249.6 | 355.7 | 340.8 | 547.1 | 393.2 | 457.9 | 761.1 | 856.3 | 637.7 | n.a. |
| 16. Altamira, Tamps. | Sectorelectrico público ¹ | - | 78.8 | 249.6 | 330.6 | 334.0 | 351.0 | 368.6 | 329.4 | 356.8 | 382.3 | 236.4 | n.a. |
| 17. Ensenada, BC. | Particulares | - | - | - | 25.1 | 6.8 | 196.1 | 24.6 | 33.3 | 34.0 | 33.6 | 24.9 | n.a. |
| 18. Manzanillo, Col. | | - | - | - | - | - | - | - | 95.2 | 370.3 | 440.3 | 376.5 | n.a. |
| | PGPB | | | | | | | | | 114.3 | 107.4 | 93.9 | n.a. |
| | Sectorelectrico público ¹ | | | | | | | | 95.2 | 256.0 | 332.9 | 282.6 | n.a. |
| Total Exportaciones | | 23.9 | 32.7 | 138.7 | 107.4 | 66.5 | 83.3 | 24.2 | 7.8 | 12.4 | 12.5 | 12.5 | -6.3 |
| Tijuana, BC. | Particulares | - | - | - | - | - | 13.9 | 2.9 | - | - | - | - | n.a. |
| Ensenada, BC. | Particulares | - | - | - | - | - | - | 8.5 | - | - | - | - | n.a. |
| Los Algodones, BC. | Particulares | - | - | - | - | - | 47.9 | 3.0 | - | - | - | - | n.a. |
| Ciudad Morelos, BC. | Particulares | - | - | - | - | - | 2.3 | 8.4 | 6.9 | 9.3 | 8.4 | 9.7 | n.a. |
| Reynosa, Tamps. | PGPB | 23.9 | 32.7 | 138.7 | 107.4 | 66.5 | 19.3 | 1.3 | 0.9 | 3.1 | 4.1 | 2.8 | -19.4 |

¹ Incluye Comisión Federal de Electricidad y Producción Independiente de Energía.

² Incluye las importaciones de Cd. Juárez, San Agustín Valdivia y San Isidro

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de CRE, CFE, Pemex, Sener y empresas particulares.

CUADRO A. 9 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NOROESTE, 2005-2015
(Millones de pies cúbicos diarios)

| Concepto | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | tmca 2005-2015 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|
| Origen | 333.9 | 392.0 | 373.6 | 441.7 | 396.6 | 446.4 | 414.2 | 453.0 | 440.0 | 512.3 | 637.3 | 6.7 |
| Producción regional | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | | n.a. |
| Importación | 333.9 | 392.0 | 373.6 | 441.7 | 396.6 | 446.4 | 414.2 | 453.0 | 440.0 | 512.3 | 637.3 | 6.7 |
| De otras regiones | 0.0 | 0.0 | | | | | | | | | | n.a. |
| Destino | 334.4 | 391.5 | 376.3 | 428.9 | 408.3 | 444.0 | 422.2 | 452.1 | 447.0 | 505.0 | 616.0 | 6.3 |
| Demanda regional | 334.4 | 391.5 | 376.3 | 428.9 | 408.3 | 380.0 | 399.3 | 445.3 | 437.7 | 496.7 | 606.2 | 6.1 |
| Sector petrolero | 0.4 | 0.9 | 0.7 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 1.0 | 0.9 | 0.9 | 1.0 | 8.8 |
| Sector industrial | 23.6 | 26.5 | 28.2 | 28.4 | 26.8 | 31.5 | 37.1 | 39.6 | 41.8 | 37.1 | 35.3 | 4.1 |
| Sector eléctrico * | 308.7 | 362.4 | 345.7 | 398.3 | 379.7 | 346.5 | 360.1 | 403.2 | 393.5 | 457.0 | 568.0 | 6.3 |
| Sector residencial | 1.5 | 1.4 | 1.5 | 1.0 | 0.8 | 0.9 | 1.0 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.7 | 0.9 |
| Sector servicios | 0.2 | 0.3 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.4 | 0.3 | 3.1 |
| Sector Autotransporte | | | | | | | | | | | | n.a. |
| Exportación | | | | | | 64.0 | 22.9 | 6.9 | 9.3 | 8.4 | 9.7 | n.a. |
| A otras regiones | 0.0 | 0.0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. |
| Variación de inventarios y diferencias | -0.5 | 0.6 | -2.7 | 12.8 | -11.7 | 2.4 | -7.9 | 0.9 | -7.0 | 7.3 | 21.3 | n.a. |

* Incluye usos propios continuos

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

CUADRO A. 10 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NORESTE, 2005-2015
(Millones de pies cúbicos diarios)

| Concepto | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | tmca 2005-2015 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|
| Origen | 1,755.0 | 1,984.9 | 2,091.7 | 2,221.1 | 2,309.7 | 2,427.0 | 2,614.8 | 2,782.8 | 2,911.6 | 3,052.5 | 3,491.7 | 7.1 |
| Producción regional | 1,183.5 | 1,358.5 | 1,361.4 | 1,326.7 | 1,448.6 | 1,414.6 | 1,279.6 | 1,201.2 | 1,205.3 | 1,144.1 | 957.5 | -2.1 |
| Importación | 571.6 | 626.4 | 730.0 | 894.4 | 861.1 | 1,012.5 | 1,335.2 | 1,581.6 | 1,706.3 | 1,908.4 | 2,534.2 | 16.1 |
| De otras regiones | | | 0.2 | | | | | | | | | n.a. |
| Destino | 1,755.0 | 1,975.6 | 2,098.0 | 2,210.6 | 2,300.4 | 2,424.3 | 2,616.0 | 2,784.1 | 2,913.5 | 3,051.3 | 3,439.3 | 7.0 |
| Demanda regional | 1,418.7 | 1,634.1 | 1,785.8 | 1,807.9 | 1,834.0 | 1,965.6 | 2,219.3 | 2,217.0 | 2,263.2 | 2,350.1 | 2,464.2 | 5.7 |
| Sector petrolero | 125.3 | 131.3 | 150.8 | 141.9 | 130.3 | 148.9 | 181.2 | 191.4 | 185.2 | 217.4 | 234.0 | 6.4 |
| Sector industrial | 347.8 | 371.4 | 383.6 | 371.5 | 340.1 | 391.4 | 416.7 | 439.5 | 466.9 | 482.5 | 512.6 | 4.0 |
| Sector eléctrico * | 869.1 | 1,057.5 | 1,174.7 | 1,219.1 | 1,294.3 | 1,353.8 | 1,554.4 | 1,515.0 | 1,537.5 | 1,577.7 | 1,635.5 | 6.5 |
| Sector residencial | 60.9 | 57.4 | 59.7 | 57.8 | 53.6 | 54.4 | 50.8 | 53.8 | 56.0 | 54.9 | 62.0 | 0.2 |
| Sector servicios | 15.5 | 16.4 | 16.9 | 17.3 | 15.6 | 17.1 | 16.1 | 17.4 | 17.6 | 17.5 | 20.0 | 2.6 |
| Sector Autotransporte | 0.1 | 0.2 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.0 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | -1.9 |
| Exportación | 23.9 | 32.7 | 138.7 | 107.4 | 66.5 | 19.3 | 1.3 | 0.9 | 3.1 | 4.1 | 2.8 | -19.4 |
| A otras regiones | 312.4 | 308.8 | 173.5 | 295.4 | 399.9 | 439.5 | 395.38 | 566.10 | 647.2 | 697.0 | 972.4 | 12.0 |
| Variación de inventarios y diferencias | 0.0 | 9.4 | -6.4 | 10.5 | 9.3 | 2.7 | -1.2 | -1.3 | -1.9 | 1.2 | 52.4 | n.a. |

* Incluye usos propios continuos

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

**CUADRO A. 11 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE,
2005-2015**

(Millones de pies cúbicos diarios)

| Concepto | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | tmca 2005-2015 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|-------------------|
| Origen | 518.0 | 564.8 | 637.3 | 705.0 | 666.2 | 703.4 | 730.1 | 803.5 | 897.4 | 1,057.2 | 1,123.2 | 8.0 |
| Producción regional | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | n.a. |
| Importación | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 95.2 | 370.3 | 440.3 | 376.5 | n.a. |
| De otras regiones | 518.0 | 564.8 | 637.3 | 705.0 | 666.2 | 703.4 | 730.1 | 708.3 | 527.1 | 616.9 | 746.7 | 3.7 |
| Destino | 518.0 | 564.8 | 637.3 | 705.0 | 666.2 | 703.4 | 728.9 | 789.4 | 880.3 | 1,053.6 | 1,134.6 | 8.2 |
| Demanda regional | 518.0 | 564.8 | 637.3 | 705.0 | 666.2 | 703.4 | 728.9 | 789.4 | 880.3 | 1,053.6 | 1,134.6 | 8.2 |
| Sector petrolero | 61.9 | 68.5 | 61.6 | 65.0 | 59.0 | 65.3 | 57.2 | 63.0 | 63.5 | 62.9 | 57.3 | -0.8 |
| Sector industrial | 259.1 | 287.7 | 296.4 | 298.4 | 231.1 | 287.7 | 310.2 | 318.8 | 334.8 | 370.2 | 391.1 | 4.2 |
| Sector eléctrico * | 190.4 | 200.9 | 272.3 | 334.3 | 368.3 | 340.1 | 353.7 | 399.6 | 473.2 | 609.9 | 674.1 | 13.5 |
| Sector residencial | 5.6 | 5.4 | 5.0 | 5.2 | 5.1 | 6.9 | 5.7 | 5.7 | 5.9 | 6.5 | 6.1 | 0.9 |
| Sector servicios | 1.1 | 2.2 | 2.1 | 2.1 | 2.7 | 3.4 | 2.0 | 2.2 | 2.8 | 3.8 | 5.7 | 17.9 |
| Sector Autotransporte | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.3 | 0.3 | n.a. |
| Exportación | - | - | n.a. |
| A otras regiones | - | - | n.a. |
| Variación de inventarios y diferencias | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.2 | 14.1 | 17.1 | 3.6 | -11.4 | n.a. |

* Incluye usos propios continuos

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

CUADRO A. 12 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO, 2005-2015

(Millones de pies cúbicos diarios)

| Concepto | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | tmca 2005-2015 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|
| Origen | 604.0 | 642.7 | 639.1 | 655.8 | 672.9 | 712.1 | 752.4 | 754.1 | 818.0 | 767.1 | 919.4 | 4.3 |
| Producción regional | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. |
| Importación | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. |
| De otras regiones | 604.0 | 642.7 | 639.1 | 655.8 | 672.9 | 712.1 | 752.4 | 754.1 | 818.0 | 767.1 | 919.4 | 4.3 |
| Destino | 604.0 | 642.7 | 639.1 | 655.8 | 672.9 | 712.1 | 752.4 | 754.1 | 818.0 | 767.1 | 919.4 | 4.3 |
| Demanda regional | 604.0 | 642.7 | 639.1 | 655.8 | 672.9 | 712.1 | 752.4 | 754.1 | 818.0 | 767.1 | 919.4 | 4.3 |
| Sector petrolero | 68.8 | 72.9 | 63.0 | 92.6 | 94.0 | 87.8 | 103.8 | 103.1 | 104.3 | 108.8 | 114.8 | 5.3 |
| Sector industrial | 232.2 | 246.4 | 251.5 | 244.7 | 234.6 | 257.2 | 274.7 | 286.7 | 292.4 | 300.3 | 322.1 | 3.3 |
| Sector eléctrico * | 279.1 | 297.0 | 295.7 | 288.1 | 313.6 | 336.5 | 341.4 | 332.2 | 388.2 | 323.1 | 448.2 | 4.8 |
| Sector residencial | 18.5 | 20.3 | 22.3 | 23.3 | 23.4 | 23.5 | 24.2 | 23.4 | 23.6 | 25.2 | 24.9 | 3.0 |
| Sector servicios | 3.6 | 4.2 | 4.8 | 5.6 | 5.9 | 5.8 | 6.8 | 7.0 | 7.4 | 7.6 | 7.5 | 7.7 |
| Sector Autotransporte | 1.8 | 1.9 | 1.8 | 1.5 | 1.4 | 1.3 | 1.4 | 1.8 | 2.2 | 1.9 | 2.0 | 1.0 |
| Exportación | - | n.a. |
| A otras regiones | - | n.a. |
| Variación de inventarios y diferencias | 0.0 | n.a. |

* Incluye usos propios continuos

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

CUADRO A. 13 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN SUR-SURESTE, 2005-2015

(Millones de pies cúbicos diarios)

| Concepto | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | tmca 2005-2015 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|
| Origen | 3,060.3 | 3,326.4 | 3,605.6 | 3,593.3 | 3,522.4 | 3,589.4 | 3,533.1 | 3,401.8 | 3,287.1 | 3,248.8 | 3,109.3 | 0.2 |
| Producción regional | 3,060.3 | 3,326.4 | 3,605.6 | 3,593.3 | 3,522.4 | 3,589.4 | 3,533.1 | 3,401.8 | 3,287.1 | 3,248.8 | 3,109.3 | 0.2 |
| Importación | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. |
| De otras regiones | - | n.a. |
| Destino | 3,022.0 | 3,338.6 | 3,590.4 | 3,577.8 | 3,461.8 | 3,555.8 | 3,499.5 | 3,368.9 | 3,251.1 | 3,228.8 | 3,073.4 | 0.2 |
| Demanda regional | 2,212.4 | 2,439.9 | 2,487.3 | 2,512.3 | 2,522.7 | 2,579.8 | 2,412.4 | 2,472.6 | 2,553.1 | 2,541.9 | 2,379.7 | 0.7 |
| Sector petrolero | 1,773.6 | 1,886.0 | 1,849.3 | 1,874.6 | 1,865.2 | 1,933.7 | 1,843.0 | 1,914.6 | 1,918.4 | 1,885.5 | 1,793.0 | 0.1 |
| Sector industrial | 72.6 | 82.1 | 80.4 | 83.5 | 80.3 | 86.5 | 90.5 | 96.5 | 104.0 | 123.3 | 114.6 | 4.7 |
| Sector eléctrico * | 366.0 | 471.7 | 557.4 | 554.1 | 577.0 | 559.4 | 478.7 | 461.4 | 530.2 | 532.6 | 471.8 | 2.6 |
| Sector residencial | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. |
| Sector servicios | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.5 | 0.5 | 0.3 | 5.7 |
| Sector Autotransporte | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. |
| Exportación | - | n.a. |
| A otras regiones | 809.6 | 898.8 | 1,103.1 | 1,065.5 | 939.2 | 976.0 | 1,087.05 | 896.3 | 698.0 | 686.9 | 693.7 | -1.5 |
| Variación de inventarios y diferencias | 38.2 | -12.2 | 15.1 | 15.5 | 60.6 | 33.6 | 33.7 | 32.9 | 36.1 | 20.0 | 35.9 | -0.6 |

* Incluye usos propios continuos

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

CUADRO A. 14 DEMANDA DE GAS NATURAL POR GRUPO DE RAMAS, 2015-2030
(Millones de pies cúbicos diarios)

| Grupo de ramas | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | tmca 2015-2022 | tmca 2015-2030 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|-------------------|
| Total | 1,375.8 | 1,435.4 | 1,737.0 | 1,905.3 | 1,931.8 | 1,960.3 | 1,985.5 | 2,011.1 | 5.6 | 2.9 |
| Industrias básicas de metales | 347.4 | 343.3 | 344.7 | 346.7 | 348.1 | 349.6 | 350.9 | 352.2 | 0.2 | 0.2 |
| Química | 200.4 | 210.1 | 349.9 | 372.3 | 376.2 | 381.6 | 385.3 | 390.1 | 10.0 | 4.7 |
| Productos metálicos, maquinaria y equipo | 137.6 | 141.0 | 150.0 | 157.6 | 160.6 | 163.3 | 165.8 | 167.8 | 2.9 | 1.3 |
| Vidrio y productos de vidrio | 132.5 | 134.5 | 136.9 | 140.2 | 141.8 | 143.4 | 144.8 | 146.2 | 1.4 | 0.6 |
| Alimentos, bebidas y tabaco | 130.0 | 134.9 | 147.0 | 155.4 | 157.5 | 159.5 | 161.2 | 162.8 | 3.3 | 1.4 |
| Productos de minerales no metálicos | 86.6 | 92.2 | 100.2 | 106.1 | 110.0 | 114.0 | 118.0 | 121.8 | 5.0 | 3.6 |
| Papel y cartón, imprentas y editoriales | 90.1 | 90.7 | 93.4 | 94.5 | 94.4 | 94.4 | 94.1 | 93.7 | 0.6 | -0.4 |
| Textiles, prendas de vestir e industria del cuero | 41.8 | 42.9 | 43.9 | 45.2 | 46.1 | 46.9 | 47.7 | 48.4 | 2.1 | 1.2 |
| Minería | 14.2 | 14.5 | 18.9 | 22.4 | 22.6 | 23.2 | 23.7 | 24.2 | 7.9 | 4.2 |
| Cerveza y malta | 38.3 | 38.1 | 40.7 | 41.1 | 41.3 | 41.6 | 41.6 | 41.7 | 1.2 | 0.0 |
| Cemento hidráulico | 13.2 | 13.2 | 13.4 | 17.2 | 17.0 | 16.8 | 16.6 | 16.5 | 3.2 | 0.6 |
| Resto de las ramas | 143.6 | 180.0 | 298.0 | 406.6 | 416.2 | 426.1 | 435.8 | 445.8 | 17.6 | 8.8 |

| Grupo de ramas | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | tmca 2023-2030 | tmca 2015-2030 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|-------------------|
| Total | 2,029.1 | 2,042.8 | 2,058.0 | 2,071.3 | 2,083.6 | 2,092.1 | 2,097.0 | 2,097.3 | 0.5 | 2.9 |
| Industrias básicas de metales | 353.3 | 354.0 | 355.0 | 355.8 | 356.6 | 357.3 | 357.9 | 358.3 | 0.2 | 0.2 |
| Química | 392.8 | 394.8 | 396.4 | 397.8 | 399.2 | 400.0 | 400.0 | 398.6 | 0.2 | 4.7 |
| Productos metálicos, maquinaria y equipo | 168.0 | 167.9 | 168.5 | 168.8 | 169.6 | 169.1 | 167.8 | 166.1 | -0.2 | 1.3 |
| Vidrio y productos de vidrio | 147.1 | 147.2 | 147.4 | 147.7 | 147.8 | 147.4 | 146.7 | 145.9 | -0.1 | 0.6 |
| Alimentos, bebidas y tabaco | 163.7 | 163.8 | 164.1 | 164.1 | 163.9 | 163.4 | 162.5 | 161.1 | -0.2 | 1.4 |
| Productos de minerales no metálicos | 124.8 | 127.8 | 131.3 | 134.9 | 138.1 | 141.2 | 144.1 | 146.4 | 2.3 | 3.6 |
| Papel y cartón, imprentas y editoriales | 93.0 | 92.0 | 90.9 | 89.9 | 88.7 | 87.3 | 85.8 | 84.2 | -1.4 | -0.4 |
| Textiles, prendas de vestir e industria del cuero | 48.9 | 49.2 | 49.5 | 49.8 | 50.0 | 50.1 | 50.2 | 50.0 | 0.3 | 1.2 |
| Minería | 24.6 | 25.0 | 25.4 | 25.7 | 26.1 | 26.2 | 26.2 | 26.2 | 0.9 | 4.2 |
| Cerveza y malta | 41.6 | 41.3 | 41.0 | 40.6 | 40.2 | 39.7 | 39.1 | 38.5 | -1.1 | 0.0 |
| Cemento hidráulico | 16.2 | 16.0 | 15.7 | 15.5 | 15.2 | 14.9 | 14.7 | 14.4 | -1.7 | 0.6 |
| Resto de las ramas | 455.0 | 463.9 | 472.7 | 480.7 | 488.1 | 495.4 | 502.0 | 507.8 | 1.6 | 8.8 |

Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO A. 15 COMPOSICIÓN REGIONAL DEL PARQUE VEHICULAR POR COMBUSTIBLE, 2015-2030
Miles de unidades

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|--------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Gasolina | 32,338.2 | 33,184.6 | 33,626.7 | 33,846.7 | 34,422.3 | 34,909.1 | 35,922.9 | 36,938.1 | 37,925.8 | 38,645.1 | 39,396.3 | 40,317.3 | 41,082.0 | 41,557.6 | 42,105.8 | 42,620.9 |
| Diesel | 842.0 | 831.2 | 829.6 | 846.9 | 882.2 | 929.6 | 987.5 | 1,045.7 | 1,104.2 | 1,159.9 | 1,210.5 | 1,274.1 | 1,331.9 | 1,386.1 | 1,439.5 | 1,497.0 |
| Gas LP | 250.3 | 240.6 | 242.3 | 230.5 | 223.5 | 223.5 | 225.5 | 228.3 | 232.0 | 236.3 | 240.2 | 246.6 | 252.9 | 259.3 | 265.5 | 265.7 |
| GNC | 3.1 | 3.8 | 4.0 | 4.3 | 4.5 | 4.8 | 5.1 | 5.3 | 5.5 | 5.7 | 5.9 | 6.0 | 6.1 | 6.3 | 6.7 | 6.8 |
| Total | 33,433.6 | 34,260.2 | 34,702.6 | 34,928.4 | 35,532.4 | 36,067.0 | 37,141.0 | 38,217.4 | 39,267.6 | 40,047.0 | 40,852.8 | 41,844.1 | 42,673.0 | 43,209.3 | 43,817.5 | 44,390.4 |

Fuente: IMP con base en información de empresas particulares

CUADRO A. 16 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN NORESTE, 2015-2030

(Millones de pies cúbicos diarios)

| Concepto | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | tmca 2015-2022 | tmca 2015-2030 |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------------------|-------------------|
| Origen | 3,491.7 | 3,704.4 | 3,736.6 | 4,220.0 | 4,720.8 | 5,123.9 | 5,308.8 | 5,300.8 | 6.1 | 2.4 |
| Producción regional | 957.5 | 564.9 | 433.7 | 487.2 | 547.4 | 586.6 | 593.8 | 576.9 | - | 7.0 |
| Importación | 2,534.2 | 3,139.5 | 3,302.9 | 3,732.9 | 4,173.3 | 4,537.3 | 4,715.0 | 4,723.9 | 9.3 | 3.8 |
| De otras regiones | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Destino | 3,439.3 | 3,704.4 | 3,736.6 | 4,220.0 | 4,720.8 | 5,123.9 | 5,308.8 | 5,300.8 | 6.4 | 2.5 |
| Demanda regional | 2,464.2 | 2,521.8 | 2,570.6 | 2,592.1 | 2,734.5 | 2,673.2 | 2,611.4 | 2,657.4 | 1.1 | 1.3 |
| Sector petrolero | 234.0 | 225.7 | 225.7 | 226.3 | 219.6 | 236.2 | 235.4 | 236.4 | 0.1 | 0.1 |
| Sector industrial | 512.6 | 515.6 | 552.6 | 588.4 | 598.5 | 609.2 | 619.3 | 627.8 | 2.9 | 1.7 |
| Sector eléctrico | 1,635.5 | 1,699.5 | 1,709.7 | 1,692.8 | 1,830.8 | 1,741.0 | 1,669.1 | 1,704.7 | 0.6 | 1.3 |
| Sector residencial | 62.0 | 61.3 | 62.7 | 64.2 | 64.8 | 65.7 | 66.0 | 66.3 | 1.0 | 0.4 |
| Sector servicios | 20.0 | 19.6 | 19.9 | 20.3 | 20.6 | 21.0 | 21.5 | 22.0 | 1.4 | 2.2 |
| Sector autotransporte | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.2 | 0.2 | 13.4 | 15.5 |
| Exportación | 2.8 | 1.3 | 1.3 | 3.1 | 1.5 | 1.6 | 1.1 | 0.2 | - | 31.7 |
| A otras regiones | 972.4 | 1,181.3 | 1,164.6 | 1,624.8 | 1,984.7 | 2,449.1 | 2,696.3 | 2,643.2 | 15.4 | 5.0 |
| Variación de inventarios y diferencias | 52.4 | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |

| Concepto | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | tmca 2023-2030 | tmca 2015-2030 |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------------------|-------------------|
| Origen | 5,059.9 | 4,773.2 | 4,754.4 | 4,654.8 | 4,564.2 | 4,785.2 | 4,896.7 | 5,016.4 | - | 0.1 |
| Producción regional | 625.0 | 668.7 | 714.7 | 806.9 | 766.0 | 783.3 | 642.7 | 551.7 | - | 1.8 |
| Importación | 4,434.9 | 4,104.5 | 4,039.7 | 3,848.0 | 3,798.3 | 4,001.9 | 4,254.1 | 4,464.7 | 0.1 | 3.8 |
| De otras regiones | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Destino | 5,059.9 | 4,773.2 | 4,754.4 | 4,654.8 | 4,564.2 | 4,785.2 | 4,896.7 | 5,016.4 | - | 0.1 |
| Demanda regional | 2,812.9 | 2,820.8 | 2,881.4 | 2,897.6 | 2,850.7 | 2,933.7 | 2,963.0 | 2,981.0 | 0.8 | 1.3 |
| Sector petrolero | 236.4 | 236.4 | 236.5 | 236.6 | 236.6 | 236.6 | 236.6 | 236.6 | 0.0 | 0.1 |
| Sector industrial | 634.1 | 639.4 | 645.1 | 651.3 | 656.3 | 659.6 | 661.2 | 661.2 | 0.6 | 1.7 |
| Sector eléctrico | 1,852.8 | 1,854.7 | 1,909.0 | 1,918.3 | 1,865.9 | 1,944.7 | 1,971.6 | 1,989.1 | 1.0 | 1.3 |
| Sector residencial | 66.9 | 66.9 | 66.8 | 66.6 | 66.4 | 66.6 | 66.2 | 65.9 | - | 0.2 |
| Sector servicios | 22.6 | 23.2 | 23.8 | 24.5 | 25.2 | 25.9 | 26.7 | 27.5 | 2.9 | 2.2 |
| Sector autotransporte | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.6 | 0.6 | 18.4 | 15.5 |
| Exportación | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.0 | - | 18.0 |
| A otras regiones | 2,246.8 | 1,952.2 | 1,872.8 | 1,757.1 | 1,713.4 | 1,851.4 | 1,933.7 | 2,035.4 | - | 1.4 |
| Variación de inventarios y diferencias | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

CUADRO A. 17 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN NOROESTE, 2015-2030
(Millones de pies cúbicos diarios)

| Concepto | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | tmca 2015-2022 | tmca 2015-2030 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------|-------------------|
| Origen | 637.3 | 420.9 | 568.4 | 641.8 | 720.2 | 693.9 | 674.9 | 724.2 | 1.8 | 2.6 |
| Producción regional | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Importación | 637.3 | 420.9 | 568.4 | 641.8 | 720.2 | 693.9 | 674.9 | 724.2 | 1.8 | 2.6 |
| De otras regiones | - | - | - | 0.0 | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Destino | 616.0 | 420.9 | 568.4 | 641.8 | 720.2 | 693.9 | 674.9 | 724.2 | 2.3 | 2.9 |
| Demanda regional | 606.2 | 420.9 | 568.4 | 641.8 | 720.2 | 693.9 | 674.9 | 724.2 | 2.6 | 3.0 |
| Sector petrolero | 1.0 | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Sector industrial | 35.3 | 37.0 | 158.3 | 159.8 | 162.8 | 165.6 | 167.4 | 169.6 | 25.1 | 11.2 |
| Sector eléctrico | 568.0 | 382.3 | 407.1 | 479.0 | 554.3 | 525.2 | 504.1 | 550.8 | 0.4 | 2.0 |
| Sector residencial | 1.7 | 1.3 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.5 | 2.7 | 2.9 | 8.4 | 6.0 |
| Sector servicios | 0.3 | 0.3 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.8 | 17.1 | 13.1 |
| Sector autotransporte | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Exportación | 9.7 | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| A otras regiones | - | - | 0.0 | - | - | 0.0 | - | - | n.a. | n.a. |
| Variación de inventarios y diferencias | 21.3 | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |

| Concepto | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | tmca 2023-2030 | tmca 2015-2030 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------|-------------------|
| Origen | 749.7 | 751.3 | 789.4 | 859.0 | 978.4 | 916.5 | 932.0 | 942.2 | 3.3 | 2.6 |
| Producción regional | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Importación | 749.7 | 751.3 | 789.4 | 859.0 | 978.4 | 916.5 | 932.0 | 942.2 | 3.3 | 2.6 |
| De otras regiones | - | - | - | 0.0 | - | - | - | 0.0 | n.a. | n.a. |
| Destino | 749.7 | 751.3 | 789.4 | 859.0 | 978.4 | 916.5 | 932.0 | 942.2 | 3.3 | 2.9 |
| Demanda regional | 749.7 | 751.3 | 789.4 | 859.0 | 978.4 | 916.5 | 932.0 | 942.2 | 3.3 | 3.0 |
| Sector petrolero | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Sector industrial | 171.0 | 171.9 | 172.5 | 173.4 | 174.1 | 174.9 | 175.2 | 174.2 | 0.3 | 11.2 |
| Sector eléctrico | 574.6 | 575.0 | 612.3 | 680.7 | 799.1 | 736.2 | 751.2 | 762.3 | 4.1 | 2.0 |
| Sector residencial | 3.2 | 3.4 | 3.5 | 3.7 | 3.8 | 3.9 | 4.0 | 4.0 | 3.4 | 6.0 |
| Sector servicios | 0.9 | 1.0 | 1.1 | 1.3 | 1.4 | 1.5 | 1.6 | 1.7 | 9.3 | 13.1 |
| Sector autotransporte | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Exportación | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| A otras regiones | - | 0.0 | - | - | 0.0 | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Variación de inventarios y diferencias | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

CUADRO A. 18 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2015-2030
(Millones de pies cúbicos diarios)

| Concepto | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | tmca 2015-2022 | tmca 2015-2030 |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------------------|-------------------|
| Origen | 1,123.2 | 1,072.5 | 1,130.1 | 1,247.3 | 1,458.0 | 1,640.9 | 1,779.9 | 1,789.0 | 6.9 | 3.4 |
| Producción regional | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Importación | 376.5 | 291.7 | 291.8 | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| De otras regiones | 746.7 | 780.8 | 838.3 | 1,247.3 | 1,458.0 | 1,640.9 | 1,779.9 | 1,789.0 | 13.3 | 6.3 |
| Destino | 1,134.6 | 1,072.5 | 1,130.1 | 1,247.3 | 1,458.0 | 1,640.9 | 1,779.9 | 1,789.0 | 6.7 | 3.4 |
| Demanda regional | 1,134.6 | 1,072.5 | 1,130.1 | 1,247.3 | 1,458.0 | 1,640.9 | 1,779.9 | 1,789.0 | 6.7 | 3.4 |
| Sector petrolero | 57.3 | 65.5 | 65.5 | 77.8 | 77.8 | 83.3 | 95.4 | 95.4 | 7.6 | 3.5 |
| Sector industrial | 391.1 | 421.9 | 518.5 | 606.8 | 614.6 | 624.9 | 634.9 | 645.7 | 7.4 | 4.0 |
| Sector eléctrico | 674.1 | 574.3 | 534.4 | 550.2 | 752.4 | 918.8 | 1,035.0 | 1,032.7 | 6.3 | 3.0 |
| Sector residencial | 6.1 | 6.8 | 7.2 | 7.6 | 8.0 | 8.4 | 8.6 | 8.8 | 5.4 | 2.6 |
| Sector servicios | 5.7 | 3.8 | 4.1 | 4.5 | 4.8 | 5.1 | 5.5 | 5.8 | 0.4 | 2.1 |
| Sector autotransporte | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.4 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 10.1 | 8.1 |
| Exportación | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| A otras regiones | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Variación de inventarios y diferencias | - 11.4 | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |

| Concepto | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | tmca 2023-2030 | tmca 2015-2030 |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------------------|-------------------|
| Origen | 1,694.0 | 1,725.9 | 1,740.8 | 1,776.9 | 1,811.7 | 1,816.4 | 1,844.2 | 1,863.6 | 1.4 | 3.4 |
| Producción regional | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Importación | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| De otras regiones | 1,694.0 | 1,725.9 | 1,740.8 | 1,776.9 | 1,811.7 | 1,816.4 | 1,844.2 | 1,863.6 | 1.4 | 6.3 |
| Destino | 1,694.0 | 1,725.9 | 1,740.8 | 1,776.9 | 1,811.7 | 1,816.4 | 1,844.2 | 1,863.6 | 1.4 | 3.4 |
| Demanda regional | 1,694.0 | 1,725.9 | 1,740.8 | 1,776.9 | 1,811.7 | 1,816.4 | 1,844.2 | 1,863.6 | 1.4 | 3.4 |
| Sector petrolero | 95.4 | 95.4 | 95.4 | 95.4 | 95.4 | 95.4 | 95.4 | 95.4 | - | 3.5 |
| Sector industrial | 654.8 | 662.0 | 669.8 | 676.4 | 683.8 | 690.1 | 695.9 | 700.4 | 1.0 | 4.0 |
| Sector eléctrico | 928.0 | 952.4 | 959.1 | 988.2 | 1,015.4 | 1,013.5 | 1,035.4 | 1,050.3 | 1.8 | 3.0 |
| Sector residencial | 9.0 | 9.1 | 9.2 | 9.2 | 9.2 | 9.2 | 9.1 | 9.0 | 0.1 | 2.6 |
| Sector servicios | 6.2 | 6.5 | 6.7 | 7.0 | 7.2 | 7.4 | 7.6 | 7.8 | 3.4 | 2.1 |
| Sector autotransporte | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.9 | 6.0 | 8.1 |
| Exportación | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| A otras regiones | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Variación de inventarios y diferencias | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

CUADRO A. 19 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN CENTRO, 2015-2030
(Millones de pies cúbicos diarios)

| Concepto | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | tmca 2015-2022 | tmca 2015-2030 |
|---|-------|---------|-------|-------|-------|---------|---------|---------|-------------------|-------------------|
| Origen | 919.4 | 1,030.5 | 979.0 | 978.0 | 988.7 | 1,076.5 | 1,093.3 | 1,098.3 | 2.6 | 2.3 |
| Producción regional | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Importación | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| De otras regiones | 919.4 | 1,030.5 | 979.0 | 978.0 | 988.7 | 1,076.5 | 1,093.3 | 1,098.3 | 2.6 | 2.3 |
| Destino | 919.4 | 1,030.5 | 979.0 | 978.0 | 988.7 | 1,076.5 | 1,093.3 | 1,098.3 | 2.6 | 2.3 |
| Demanda regional | 919.4 | 1,030.5 | 979.0 | 978.0 | 988.7 | 1,076.5 | 1,093.3 | 1,098.3 | 2.6 | 2.3 |
| Sector petrolero | 114.8 | 243.5 | 243.5 | 243.5 | 247.4 | 266.0 | 278.7 | 278.7 | 13.5 | 2.7 |
| Sector industrial | 322.1 | 329.5 | 351.4 | 375.1 | 379.0 | 382.9 | 386.1 | 389.0 | 2.7 | 1.3 |
| Sector eléctrico | 448.2 | 417.7 | 342.2 | 315.0 | 315.7 | 378.8 | 378.6 | 379.2 | 2.4 | 2.8 |
| Sector residencial | 24.9 | 28.6 | 30.4 | 32.3 | 33.9 | 35.3 | 35.6 | 36.2 | 5.5 | 2.8 |
| Sector servicios | 7.5 | 8.6 | 8.8 | 9.2 | 9.5 | 9.8 | 10.2 | 10.6 | 5.0 | 3.7 |
| Sector autotransporte | 2.0 | 2.6 | 2.7 | 3.0 | 3.3 | 3.7 | 4.2 | 4.7 | 12.8 | 9.7 |
| Exportación | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| A otras regiones | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Variación de inventarios y diferencias | 0.0 | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |

| Concepto | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | tmca 2023-2030 | tmca 2015-2030 |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------------------|-------------------|
| Origen | 1,048.7 | 1,006.3 | 1,007.2 | 1,010.4 | 1,026.4 | 1,128.9 | 1,210.5 | 1,293.5 | 3.0 | 2.3 |
| Producción regional | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Importación | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| De otras regiones | 1,048.7 | 1,006.3 | 1,007.2 | 1,010.4 | 1,026.4 | 1,128.9 | 1,210.5 | 1,293.5 | 3.0 | 2.3 |
| Destino | 1,048.7 | 1,006.3 | 1,007.2 | 1,010.4 | 1,026.4 | 1,128.9 | 1,210.5 | 1,293.5 | 3.0 | 2.3 |
| Demanda regional | 1,048.7 | 1,006.3 | 1,007.2 | 1,010.4 | 1,026.4 | 1,128.9 | 1,210.5 | 1,293.5 | 3.0 | 2.3 |
| Sector petrolero | 215.3 | 170.5 | 170.5 | 170.5 | 170.5 | 170.5 | 170.5 | 170.5 | 3.3 | 2.7 |
| Sector industrial | 390.7 | 391.7 | 393.0 | 394.0 | 393.7 | 393.3 | 392.0 | 390.3 | 0.0 | 1.3 |
| Sector eléctrico | 389.8 | 390.0 | 388.6 | 390.1 | 405.6 | 507.6 | 589.8 | 674.0 | 8.1 | 2.8 |
| Sector residencial | 36.9 | 37.2 | 37.4 | 37.6 | 37.6 | 37.9 | 37.8 | 37.7 | 0.3 | 2.8 |
| Sector servicios | 11.0 | 11.3 | 11.6 | 11.8 | 12.1 | 12.4 | 12.6 | 12.9 | 2.4 | 3.7 |
| Sector autotransporte | 5.2 | 5.6 | 6.0 | 6.4 | 6.9 | 7.3 | 7.7 | 8.1 | 6.6 | 9.7 |
| Exportación | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| A otras regiones | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Variación de inventarios y diferencias | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

CUADRO A. 20 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN SUR-SURESTE, 2015-2030
(Millones de pies cúbicos diarios)

| Concepto | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | tmca 2015-2022 | tmca 2015-2030 | |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------------------|-------------------|------|
| Origen | 3,109.3 | 3,217.2 | 3,246.7 | 3,116.0 | 2,980.2 | 2,874.5 | 2,885.7 | 2,957.0 | - | 0.7 | 0.2 |
| Producción regional | 3,109.3 | 3,217.2 | 3,246.7 | 3,116.0 | 2,980.2 | 2,874.5 | 2,885.7 | 2,957.0 | - | 0.7 | 0.2 |
| Importación | - | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| De otras regiones | - | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. |
| Destino | 3,073.4 | 3,217.2 | 3,246.7 | 3,116.0 | 2,980.2 | 2,874.5 | 2,885.7 | 2,957.0 | - | 0.6 | 0.2 |
| Demanda regional | 2,379.7 | 2,587.2 | 2,594.0 | 2,515.5 | 2,518.3 | 2,592.2 | 2,691.4 | 2,691.5 | 1.8 | - | 1.3 |
| Sector petrolero | 1,793.0 | 1,735.8 | 1,735.8 | 1,601.9 | 1,559.3 | 1,663.1 | 1,778.7 | 1,788.9 | - | 0.0 | 4.2 |
| Sector industrial | 114.6 | 131.4 | 156.2 | 175.2 | 177.0 | 177.8 | 177.9 | 178.8 | 6.6 | - | 2.7 |
| Sector eléctrico | 471.8 | 719.0 | 700.4 | 735.9 | 778.3 | 746.7 | 730.1 | 718.9 | 6.2 | - | 3.8 |
| Sector residencial | - | 0.5 | 1.1 | 1.9 | 2.8 | 3.7 | 4.0 | 4.0 | n.a. | - | n.a. |
| Sector servicios | 0.3 | 0.5 | 0.5 | 0.7 | 0.9 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 14.5 | - | 7.9 |
| Sector autotransporte | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | - | n.a. |
| Exportación | - | - | - | - | - | 14.1 | 17.4 | 21.4 | n.a. | - | n.a. |
| A otras regiones | 693.7 | 630.0 | 652.7 | 600.5 | 461.9 | 268.3 | 176.9 | 244.1 | - | 13.9 | 3.3 |
| Variación de inventarios y diferencias | 35.9 | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | - | n.a. |

| Concepto | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | tmca 2023-2030 | tmca 2015-2030 | |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------------------|-------------------|------|
| Origen | 3,175.1 | 3,382.1 | 3,354.9 | 3,432.4 | 3,487.9 | 3,337.7 | 3,257.5 | 3,185.7 | 0.0 | 0.2 | |
| Producción regional | 3,175.1 | 3,382.1 | 3,354.9 | 3,432.4 | 3,487.9 | 3,337.7 | 3,257.5 | 3,185.7 | 0.0 | 0.2 | |
| Importación | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. | |
| De otras regiones | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | n.a. | |
| Destino | 3,175.1 | 3,382.1 | 3,354.9 | 3,432.4 | 3,487.9 | 3,337.7 | 3,257.5 | 3,185.7 | 0.0 | 0.2 | |
| Demanda regional | 2,652.8 | 2,569.5 | 2,439.7 | 2,352.8 | 2,302.4 | 2,168.8 | 2,044.1 | 1,950.1 | 4.3 | - | 1.3 |
| Sector petrolero | 1,654.0 | 1,548.0 | 1,375.3 | 1,267.1 | 1,186.5 | 1,106.3 | 1,017.6 | 948.6 | - | 7.6 | 4.2 |
| Sector industrial | 178.5 | 177.9 | 177.6 | 176.2 | 175.6 | 174.2 | 172.7 | 171.2 | - | 0.6 | 2.7 |
| Sector eléctrico | 815.4 | 838.8 | 881.9 | 904.7 | 935.6 | 883.5 | 849.1 | 825.5 | 0.2 | - | 3.8 |
| Sector residencial | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 3.9 | 3.9 | 3.9 | 3.8 | 3.8 | - | 0.9 | n.a. |
| Sector servicios | 0.8 | 0.8 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 1.0 | 2.4 | - | 7.9 |
| Sector autotransporte | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | - | n.a. |
| Exportación | 26.4 | 32.5 | 40.1 | 49.4 | 60.9 | 75.0 | 92.4 | 113.9 | 23.2 | - | n.a. |
| A otras regiones | 495.9 | 780.0 | 875.2 | 1,030.2 | 1,124.6 | 1,093.8 | 1,121.0 | 1,121.7 | 12.4 | - | 3.3 |
| Variación de inventarios y diferencias | - | - | - | - | - | - | - | - | n.a. | - | n.a. |

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

GLOSARIO

| | |
|---|--|
| Autoabastecimiento | Producción de electricidad destinada a satisfacer las necesidades propias de personas físicas o morales, o del conjunto de los copropietarios o socios |
| Autotanque | Vehículo que en su chasis tiene instalado de manera permanente, un recipiente para contener gas L.P., con una capacidad máxima de 25,000 litros, para suministrar el combustible exclusivamente a recipientes no transportables en instalaciones de aprovechamiento y a estaciones de gas L.P. para carburación a través del sistema de trasiego. Son conocidos como pipas. |
| Bombeo neumático | Sistema artificial de producción en el cual se introducen al pozo válvulas especiales colocadas en la tubería de producción y a través de las cuales se inyecta gas a presión que mezclado con el petróleo, contribuye a que éste ascienda hasta la superficie. |
| Calidad del gas natural | Composición y conjunto de características físico-químicas que posee el gas natural de acuerdo con las propiedades siguientes: poder calorífico, índice Wobbe, densidad, factor de compresibilidad, densidad relativa y puntos de rocío. |
| Capacidad de refinación | Se refiere a la capacidad por día de operación, no a la capacidad por día calendario. La capacidad por día de operación de una planta es el volumen máximo que puede procesar trabajando sin interrupción, en tanto que la capacidad por día calendario considera los paros normalmente exigidos por el mantenimiento y otras causas. |
| Carrotanque | Recipiente diseñado para trabajar a presión o en condiciones atmosféricas, montado sobre una plataforma o directamente sobre ruedas para transportarlo sobre rieles. |
| Ciclo combinado | Tecnología que utiliza gas natural como combustible para generar energía eléctrica. Consta de dos partes; en la primera, los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad. En la segunda, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape, mediante un intercambiador, para producir vapor y alimentar una turbina de vapor para generar aún más electricidad. |
| Centro Procesador de Gas | Instalación de PEMEX Gas y Petroquímica Básica en la que se lleva a cabo el endulzamiento del gas amargo y el procesamiento del gas dulce resultante, para la extracción, mediante procesos criogénicos y de fraccionamiento, de los hidrocarburos líquidos contenidos en el gas natural, obteniendo entre otros productos, aquellos que forman el gas L.P. |
| Cogeneración | Tecnología para producir en forma secuencial dos tipos de energía útiles a los procesos industriales. Normalmente energía eléctrica y energía térmica. |
| Combustible | Substancia usada para producir energía calorífica a través de una reacción química o nuclear. La energía se produce por la conversión de la masa combustible a calor. |
| Combustibles fósiles líquidos o gaseosos | Son los derivados del petróleo crudo y gas natural tales como petróleo diáfano, gasolinas, diésel, combustóleo, gasóleo, gas L.P., butano, propano, metano, isobutano, propileno, butileno o cualquiera de sus |

| | |
|--|--|
| | combinaciones. |
| Combustibles sólidos | Son las variedades de carbón mineral y coque de petróleo cuyo contenido fijo de carbono varía desde 10% hasta 90% en peso. |
| Criogénica | Planta que, mediante un proceso de bajas temperaturas, separa y elimina cualquier componente del gas que pudiera afectar los sistemas de transporte y distribución, como son el dióxido de carbono, el vapor de agua y los hidrocarburos pesados. |
| Distribución | Actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas natural por medio de ductos dentro de una zona geográfica. |
| Distribuidor | Titular de un permiso de distribución. |
| Ductos | Las tuberías e instalaciones para la conducción de gas natural o gas licuado. |
| Endulzadora | Planta en la que se separan los gases ácidos del gas natural amargo o de condensados. Es decir se eliminan los compuestos de azufre y dióxido de carbono. |
| Endulzamiento | Es el proceso donde se remueven los contaminantes como el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono del gas húmedo amargo recibido de los pozos productores. El proceso consiste en lavar el gas amargo con una solución acuosa de Dietanolamina (DEA) o Monoetanolamina (MEA). La más utilizada es la DEA dado su bajo rango de corrosión, dichas sustancias absorben las citadas impurezas y en la siguiente fase del proceso la DEA o MEA se regenera con un tratamiento de vapor y se recicla, liberando el CO ₂ y el azufre absorbido en forma de ácido sulfhídrico. |
| Estación de compresión | Estación localizada cada 60 km. u 80 km. a lo largo de un gasoducto y su operación consiste en recomprimir el gas para mantener su presión y flujos especificados. |
| Estación de gas L.P. para carburación | Sistema de almacenamiento en contenedores destinados exclusivamente a entregar gas L.P. para su uso en carburación de vehículos. |
| Fraccionamiento de líquidos. | Proceso mediante el cual se separan por destilación los condensados y los líquidos del gas, para obtener principalmente gas L.P. y gasolina |
| Gas ácido | Compuesto que se encuentra ocasionalmente presente en el gas natural, como el ácido sulfhídrico y el bióxido de carbono, otorgándole peculiaridades ácidas por sus características físicas y propiedades químicas. |
| Gas amargo | Gas natural que contiene derivados del azufre, tales como ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros. Proviene directamente de los yacimientos de crudo o de los diversos procesos de refinación. |
| Gas asociado | Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto). |
| Gas dulce | Gas natural libre de ácido sulfhídrico, mercaptanos y otros derivados de azufre. Existen yacimientos de gas dulce, pero generalmente se obtiene endulzando el gas natural amargo utilizando solventes químicos, solventes físicos o adsorbentes. |
| Gas húmedo | Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el |

| | |
|---------------------------------|---|
| | <p>metano es en cantidades tales que permite sus proceso comercial.</p> |
| Gas L.P. carburante | <p>Nombre otorgado al gas L.P. usado en los vehículos con motor de combustión interna.</p> |
| Gas natural | <p>Mezcla gaseosa que se extrae asociada con el petróleo o de los yacimientos que son únicamente de gas. Sus componentes principales en orden decreciente de cantidad son el metano, etano, propano, butanos, pentanos y hexanos. Cuando se extrae de los pozos, generalmente contiene ácido sulfhídrico, mercaptanos, bióxido de carbono y vapor de agua como impurezas. Las impurezas se eliminan en las plantas de tratamiento de gas, mediante el uso de solventes o absorbentes. El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada.</p> |
| Gas natural comprimido | <p>Gas natural seco almacenado a una presión de 200-250 atmósferas en estado gaseoso en un recipiente.</p> |
| Gas natural licuado | <p>Gas natural compuesto predominantemente de metano (CH₄), que para facilitar su transporte, se licua mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica.</p> |
| Gas no asociado | <p>Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.</p> |
| Gas seco | <p>Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. También se obtiene de las plantas de proceso.</p> |
| Gasificación | <p>Producción de combustible gaseoso a partir de combustible sólido o líquido.</p> |
| Gasoducto | <p>Sistema o conjunto de instalaciones que sirven para transportar el gas natural, procedente de los centros productores o de las plantas de tratamiento y utilización de gases, a los centros de distribución o a los usuarios de grandes volúmenes.</p> |
| Henry Hub | <p>Punto de confluencia de ductos localizado en Louisiana, EUA. En donde el precio del energético se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el NYMEX (New York Mercantile Exchange).</p> |
| Licuefacción del gas | <p>Proceso de enfriamiento del gas natural a una temperatura de - 162°C, con lo cual se reduce su volumen por un factor de 600, convirtiéndose en líquido. El gas natural licuado resultante es entonces transportable en buques diseñados para tal propósito, o puede ser almacenado en tanques.</p> |
| Líquidos del gas natural | <p>Líquidos obtenidos en los separadores gas/líquido de las instalaciones de campo; en el manejo, transporte y compresión del gas natural; y en plantas de procesamiento de gas por medio de separadores. Constituidos principalmente por etano e hidrocarburos más pesados, se clasifican en condensados amargos por su contenido de ácido sulfhídrico y mercaptanos, condensados dulces por que no contienen compuestos de azufre, y estabilizados cuando se les han extraído todos los gases ligeros y CO₂. Es la mayor fuente de etano para la industria petroquímica y de gas licuado del petróleo empleado como combustible o como materia prima petroquímica.</p> |
| Lutitas | <p>Rocas que contienen gas y petróleo que requieren fracturarse para obtenerlos</p> |
| Metano | <p>Gas que cuando se encuentra puro es incoloro, inodoro e insípido, más</p> |

| | |
|--|--|
| | <p>ligero que el aire. Su temperatura de condensación a la presión normal (1 atmósfera) es de -161.5°C, en mezcla de 5 a 15 por ciento en volumen con aire forma una mezcla explosiva. Es el primer miembro de la serie de los hidrocarburos saturados (también conocidos como parafinas o alcanos); su fórmula condensada es CH_4. Se le conoce, incluso, como gas de los pantanos por generarse allí como producto de la descomposición anaeróbica de materia orgánica. Es el principal componente del gas natural, con más del 90% en volumen. También se obtiene en la destilación de la hulla.</p> |
| Normas Oficiales Mexicanas | Normas de carácter obligatorio que expiden las dependencias competentes sujetándose a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. |
| Permisionario | Titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución |
| Play | Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales. |
| Precio al público | Precio de venta de los productos terminados a los consumidores, el cual incluye impuestos (IVA, IEPS, etc.). |
| Precio de referencia | Precio que se toma en los mercados relevantes para el comercio de hidrocarburos que produce o adquiere PEMEX. Dicho precio de referencia es el más representativo para simular las condiciones de competencia en un mercado abierto. |
| Precio de venta de primera mano | El precio máximo de gas L.P. que PEMEX Gas y Petroquímica Básica podrá trasladar en las ventas de primera mano a los distribuidores. |
| Proceso criogénico | Proceso industrial en el cual se utiliza la energía intrínseca contenida en el gas natural para que, mediante el cambio de presión súbita, se genere un abatimiento de temperatura, lográndose la recuperación a 100% de los hidrocarburos a partir del propano contenidos en el gas natural. |
| Transporte | Recepción, conducción y entrega del gas natural, por medio de ductos, a personas que no son usuarios finales. |
| Usuario | Persona que utiliza o solicita los servicios de un permisionario. |
| Usuario final | Persona que adquiere gas para su consumo |
| Venta de primera mano | Se entiende como la primera enajenación, en territorio nacional, que realice Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios o divisiones, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una persona moral por cuenta y orden del Estado, a un tercero. |

ABREVIATURAS

| | |
|----------|---|
| BTU | Unidades Térmicas Británicas |
| CENAGAS | Centro Nacional de Control de Gas Natural |
| CFE | Comisión Federal de Electricidad |
| CNH | Comisión Nacional de Hidrocarburos |
| CONAGUA | Comisión Nacional del Agua |
| CONAPO | Consejo Nacional de Población |
| CPG | Centro Procesador de Gas |
| CRE | Comisión Reguladora de Energía |
| DOF | Diario Oficial de la Federación |
| EIA | Energy Information Administration (EUA) |
| EPE | Empresas Productivas del Estado |
| EPS | Empresa Productiva Subsidiaria |
| Gas L.P. | Gas Licuado de Petróleo |
| Gcal | Gigacaloría |
| GJ | Gigajoule |
| GN | Gas natural |
| GNC | Gas natural comprimido |
| GNL | Gas natural licuado |
| Ibídem | El mismo que el anterior |
| IMP | Instituto Mexicano del Petróleo |
| INEGI | Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática |
| mbd | miles de barriles diarios |
| mbdglpe | Miles de barriles diarios de gas L.P. equivalente |
| mmpcd | Millones de pies cúbicos diarios |
| mmpcdgne | Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente |
| mpcd | Miles de pies cúbicos diarios |

| | |
|------------|--|
| n.a. | No aplica |
| PEMEX | Petróleos Mexicanos |
| PEP | PEMEX Exploración y Producción |
| PGPB | PEMEX Gas y Petroquímica Básica |
| PIB | Producto Interno Bruto |
| PIE | Productor Independiente de Energía |
| PPQ | PEMEX Petroquímica |
| PR | PEMEX Refinación |
| SENER | Secretaría de Energía |
| SISTRANGAS | Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural |
| SNR | Sistema Nacional de Refinación |
| tmca | Tasa media de crecimiento anual |
| US\$ | Dólares americanos |
| VPM | Ventas de Primera Mano |

FACTORES DE CONVERSIÓN

CUADRO B. 1
EQUIVALENCIAS DE VOLUMEN

| Celdas de cambio | Unidad base | Factor de conversión | Nueva unidad |
|------------------|--------------------------|----------------------|-------------------|
| 1 | metro cúbico | 6.2898104 | barriles |
| 1 | metro cúbico | 35.31467 | pies cúbicos |
| 1 | metro cúbico | 1,000 | litros |
| 1 | millón de metros cúbicos | 6,289.80 | miles de barriles |
| 1 | millón de pies cúbicos | 178.107 | miles de barriles |
| 1 | pie cúbico | 0.0283168 | metro cúbico |
| 1 | Galón | 0.0238 | barriles |
| 1 | barril | 42 | Galones |
| 1 | barril | 158.987304 | litros |

CUADRO B. 2
EQUIVALENCIAS ENERGÉTICAS

| Celdas de cambio | Unidad base | Factor de conversión | Nueva unidad |
|------------------|--------------------------------|----------------------|---|
| 1 | pie cúbico | 1.03 | Miles de BTU de gas natural |
| 1 | BTU | 1,055.06 | Joules |
| 1 | BTU | 252 | calorías |
| 1 | Caloría | 4.1868 | Joules |
| 1 | Kilocaloría | 3.968254 | BTU |
| 1 | petajoule($1 \cdot 10^{15}$) | 0.94708 | miles de barriles de petróleo crudo equivalente |
| 1 | Gigajoule | 239,000,000 | calorías |
| 1 | Petacaloría | 132.76 | megawatts |
| 1 | watt hora | 3,600 | Joules |

CUADRO B. 3
EQUIVALENCIAS CALORÍFICAS

| Celdas de cambio | Unidad base | Factor de conversión | Nueva unidad |
|---|-------------|----------------------|---|
| 1 millón de toneladas de petróleo | | 40.4 | BTU (10^{12} unidades térmicas británicas) |
| 1 tonelada de petróleo crudo equivalente | | 41.868 | Gigajoules (10^9 Joules) |
| 1 millón de toneladas de petróleo crudo equivalente | | 41.868 | Petajoules (10^{15} Joules) |
| 1 tonelada métrica | | 7.33 | barriles de petróleo |
| 1 barril de petróleo | | 5,000 | pies cúbicos de gas natural |
| 1 millón de metros cúbicos de gas natural | | 0.9 | miles de toneladas de petróleo crudo |
| 1 millón de pies cúbicos de gas natural | | 0.026 | miles de toneladas de petróleo crudo |
| 1 metro cúbico de gas natural | | 8,460,000 | calorías (para efectos de facturación de gas seco) |
| 1 metro cúbico de gas natural | | 8,967,600 | calorías (con un factor de corrección calorífica de 1.06) |
| 1 metro cúbico de kerosina | | 8,841,586 | Kilocalorías |
| 1 metro cúbico de gas de alto horno | | 8,825,000 | Calorías |
| 1 metro cúbico de gas de coque | | 4,400,000 | Calorías |
| 1 barril de combustóleo pesado | | 1,593,000 | Kilocalorías |
| 1 barril de diesel* | | 1,469,600 | Kilocalorías |
| 1 tonelada de coque de petróleo | | 7,465,500 | Kilocalorías |
| 1 kilogramo de gas LP (mezcla nacional) | | 11,823.86 | Kilocalorías |
| 1 kilogramo de gas LP (mezcla de importación) | | 11,917.30 | Kilocalorías |
| 1 tonelada de bagazo | | 1,684,990 | Kilocalorías |
| 1 tonelada de carbón | | 4,662,000 | Kilocalorías |
| 1 tonelada de coque de carbón | | 6,933,000 | Kilocalorías |

* Factor aplicado a los combustibles que integran el grupo diésel

REFERENCIAS

- Informe Anual 2015, PEMEX.
- Informe Anual 2015, CFE
- Ley de Hidrocarburos
- Plan Quinquenal de licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019
- Primera revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019
- CRE (Nuevo Marco Regulatorio en Materia de Gas Natural)
- Política pública para la implementación del mercado de gas natural
- BP Statistical Review of World Energy June 2016
- U.S. Energy Information Administration | Annual Energy Outlook 2016.
- <http://www.gob.mx/sener/presentacion-de-la-firma-del-primer-contrato-de-la-2a-licitacion-de-la-ronda-1>.
- <http://www.gob.mx/sener/articulos/se-firman-los-contratos-de-la-2-licitacion-de-la-rondauno-area-contractual-2-hokchi-y-4-pokoch-e-ichalkil>.
- <http://rondasmexico.gob.mx/l03-bloques/>
- <http://www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-la-tercera-convocatoria-de-la-ronda-uno>.
- <http://www.gob.mx/cnh/acciones-y-programas/contratos-tercera-licitacion-de-la-ronda-1?idiom=es>
- <http://rondasmexico.gob.mx/l04-ap-bloques/>
- <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/08/20160831-9a-VERSION-FINAL-DE-BASES-limpia-aguas-profundas.pdf>.
- http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/07/Bases-Aguas-Someras-R02-L01_n.pdf
- <http://rondasmexico.gob.mx/r02-licitaciones/>
- <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/08/20160823-Proyecto-Bases-Terrestres-R02-L02.pdf>
- Informe 2015: <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=671>