

# PROSPECTIVA DE GAS NATURAL

2017-2031



# PROSPECTIVA DE GAS NATURAL

## 2017-2031



**SENER**

SECRETARÍA DE ENERGÍA

MÉXICO, 2017

## SECRETARÍA DE ENERGÍA

**Pedro Joaquín Coldwell**  
Secretario de Energía

**Leonardo Beltrán Rodríguez**  
Subsecretario de Planeación y Transición Energética

**Fernando Zendejas Reyes**  
Subsecretario 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)

**Fabiola Rodríguez Bolaños**

Directora de Integración de Prospectivas del Sector  
(frodriguez@energia.gob.mx)

**Alain de los Ángeles Ubaldo Higuera**

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

**Eder García Jiménez**

Subdirector de Planeación del Sector Energético  
(egarciaj@energia.gob.mx)

**Thalia Ramírez Flores**

Jefa de Departamento de Planeación de Mercados Energéticos  
(tramirez@energia.gob.mx)

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

2017. 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 del Gas Natural

Comisión Federal de Electricidad

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

Subsecretaría de Hidrocarburos

Instituto Mexicano del Petróleo

Petróleos Mexicanos

Energía Costa Azul

Gas del Litoral

Terminal KMS de GNL

Secretaría de Hacienda y Crédito Público

# ÍNDICE

Índice de Cuadros.....	8
Índice de Figuras.....	10
Presentación.....	12
Introducción.....	13
Resumen Ejecutivo .....	15
Capítulo Uno. Marco Regulatorio de Gas Natural .....	19
1.1 Avances de la Reforma Energética en la Cadena de Valor de Gas Natural.....	19
1.2 Marco regulatorio en materia de Hidrocarburos .....	20
1.3 Marco regulatorio de las Prospectivas del Sector Energético .....	22
1.4 Órganos Reguladores en Materia Energética .....	22
1.4.1 De las Facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) .....	22
1.4.2 De las Facultades de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) .....	22
1.5 Del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) .....	23
1.6 Cadena de Valor de Gas Natural.....	25
1.6 Exploración y Extracción de Gas Natural .....	26
1.6.1 Rondas México.....	26
1.7 Procesamiento de Gas Natural.....	28
1.8 Transporte y Almacenamiento de Gas Natural.....	28
1.9 Reserva de Capacidad y Acceso Abierto Efectivo.....	31
Ronda Empresas Productivas del Estado (EPE).....	31
Ronda Temporada Abierta.....	32
1.10 Subasta para la Gestión y Administración de Capacidad Disponible en Ductos de Internación.....	32
1.11 Comercialización de Gas Natural.....	33

1.12 Liberación del Precio de Gas Natural .....	33
Capítulo Dos. Mercado Histórico de Gas Natural.....	36
2.1 Demanda Nacional Histórica de Gas Natural .....	36
2.2 Demanda Nacional de Gas Natural por Sector .....	37
Sector Eléctrico .....	38
Sector Autotransporte .....	40
Sector Industrial.....	41
Sector Petrolero.....	43
Sector Residencial .....	45
Sector Servicios.....	46
2.3 Demanda Regional de Gas Natural .....	47
2.4 Reservas Remanentes de Gas Natural.....	48
2.5 Producción de Gas Natural .....	50
2.6 Comercio Exterior de Gas Natural .....	52
2.7 Precios de Gas Natural.....	53
2.8 Infraestructura de Gas Natural .....	54
Avances en la Infraestructura de Gas Natural.....	55
Capítulo Tres Mercado Prospectivo de Gas Natural .....	59
3.1 Demanda Nacional de Gas Natural.....	60
3.2 Demanda sectorial de Gas Natural .....	61
Sector Eléctrico .....	61
Sector Industrial.....	63
Sector Petrolero.....	64
Sector Residencial .....	65
Sector Servicios.....	66
Sector Autotransporte .....	69

3.3 Demanda regional de Gas Natural .....	70
3.4 Producción de Gas Natural .....	71
3.4.1 Producción por Actividad.....	72
3.4.2 Producción por Región.....	74
3.4.3 Producción por Origen.....	75
3.5 Infraestructura Actual de Gas Natural .....	76
3.6 Comercio Exterior de Gas Natural .....	78
3.7 Balance nacional 2016-2031 .....	78
Anexos .....	80
Glosario.....	92
Abreviaturas.....	97
Referencias Electrónicas.....	99



## ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. 1 Resumen de la Ronda 1 .....	27
Cuadro 1. 2 Resumen de la Ronda 2 .....	27
Cuadro 1. 3 Acuerdos y resoluciones publicados en el diario oficial de la federación en materia de gas natural (2016-2017). .....	35
Cuadro 2. 1 Permisos de Transporte de Acceso Abierto de Gas Natural, 2016.....	56
Cuadro 2. 2. Datos y Compromisos Quinquenales de los Permisos de Distribución, Al Cierre de 2016.....	58
Cuadro 3. 1. Demanda Industrial de Gas Natural por Componente de Proyección, 2017-2031. ....	64
Cuadro 3. 2. Consumo de Combustibles en el Sector Residencial, 2016-2031.....	66
Cuadro 3. 3. Consumo de Combustibles en el Sector Servicios, 2016-2031. ....	67
Cuadro 3. 4. Demanda de Gasolinas, Gas L.P. Carburante y Gas Natural Comprimido y Diésel en el Sector Autotransporte, 2016-2031. ....	70
Cuadro 3. 5. Consumo Regional de Gas Natural por Estado, 2016-2031. ....	71
Cuadro 3. 6. Proyectos de Infraestructura Contemplados en el Plan Quinquenal, 2015-2019	76
Cuadro 3. 7. Balance Nacional de Gas Natural, 2016-2031. ....	79
Cuadro A. 1. Demanda Nacional de Gas Natural por Sector, 2006-2016.....	80
Cuadro A. 2. Demanda Nacional de Combustibles del Sector Eléctrico, 2006-2016.....	80
Cuadro A. 3. Demanda de Combustibles en el Sector Autotransporte, 2006-2016.....	81
Cuadro A. 4. Demanda de Combustibles en el Sector Industrial, 2006-2016.....	81
Cuadro A. 5 Demanda de Combustibles en el Sector Petrolero, 2006-2016.....	82
Cuadro A. 6. Demanda nacional de Combustibles del Sector Residencial, 2006-2016.....	82
Cuadro A. 7. Demanda nacional de Combustibles del Sector Servicios, 2006-2016.....	83
Cuadro A. 8. Composición regional del Parque Vehicular por Combustible, 2006-2016.....	83
Cuadro A. 9. Consumo Nacional de Gas Natural del Sector Industrial, 2006-2016.....	83
Cuadro A. 10. Consumo de Gas Natural de Sector Petrolero, 2006-2016.....	84
Cuadro A. 11. Demanda de Gas Natural por Sector, 2016-2031.....	84
Cuadro A. 12. Demanda de Combustibles en el Sector Eléctrico, 2017-2031.....	84
Cuadro A. 13. Demanda Nacional de Combustibles en el Sector Industrial, 2017-2031.....	85
Cuadro A. 14. Demanda Nacional de Combustibles en el Sector Petrolero, 2016-2031.....	85
Cuadro A. 15. Consumo de Combustibles en el Sector Residencial, 2016-2031.....	86
Cuadro A. 16. Consumo de Combustibles en el Sector Servicios, 2016-2031.....	86

Cuadro A. 17. Demanda de Gasolinas, Gas L.P. Carburante y Gas Natural Comprimido y Diésel en el Sector Autotransporte, 2016-2031 .....	87
Cuadro A. 18. Balance Nacional de Gas Natural, 2006-2016 .....	87
Cuadro A. 19. Balance de Gas Natural Región Noroeste, 2006-2016.....	88
Cuadro A. 20. Balance de Gas Natural Región Noreste, 2006-2016 .....	88
Cuadro A. 21. Balance de Gas Natural Región Centro-Occidente, 2006-2016 .....	89
Cuadro A. 22. Balance de Gas Natural Región Centro, 2006-2016 .....	89
Cuadro A. 23. Balance de Gas Natural Región Sur-Sureste, 2006-2016 .....	89
Cuadro A. 24. Balance de Gas Natural, 2016-2031 .....	90
Cuadro A. 25. Balance de Gas Natural de la Región Noreste, 2016-2031.....	90
Cuadro A. 26. Balance de Gas Natural de la Región Noroeste, 2016-2031 .....	90
Cuadro A. 27. Balance de Gas Natural de la Región Centro-Occidente, 2016-2031.....	91
Cuadro A. 28. Balance de Gas Natural de la Región Centro, 2016-2031 .....	91

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Acciones del Nuevo Marco Regulatorio en Materia de Gas Natural.....	20
Figura 1.2 Marco Jurídico en Materia de Hidrocarburos .....	21
Figura 1. 3 Cadena de Valor del Gas Natural en México .....	25
Figura 1. 4 Conformación del SISTRANGAS, 2016.....	29
Figura 2. 1 Demanda Nacional Histórica de Gas Natural.....	37
Figura 2. 2 Demanda Nacional de Gas Natural por Sector, 2016 .....	37
Figura 2. 3 Demanda Histórica de Gas Natural en el Sector Eléctrico, 2006-2016.....	38
Figura 2. 4 Demanda Nacional de Combustibles del Sector Eléctrico, 2016 .....	40
Figura 2. 5 Demanda Histórica de Gas Natural Comprimido en el Sector Autotransporte .....	41
Figura 2. 6 Demanda Nacional de Combustibles en el Sector Autotransporte, 2016.....	41
Figura 2. 7 Demanda Histórica de Gas Natural en el Sector Industrial.....	42
Figura 2. 8 Demanda de Combustibles en el Sector Industrial, 2016 .....	42
Figura 2. 9 Consumo Nacional de Gas Natural del Sector Industrial, 2016 .....	43
Figura 2. 10 Demanda Histórica de Gas Natural en el Sector Petrolero, 2016 .....	44
Figura 2. 11 Demanda Nacional de Combustibles Fósiles en el Sector Petrolero, 2016 .....	44
Figura 2. 12 Consumo de Gas Natural en el Sector Petrolero, 2016.....	45
Figura 2. 13 Demanda Histórica de Gas Natural en el Sector Residencial .....	45
Figura 2. 14 Demanda Nacional de Combustibles del Sector Residencial, 2016 .....	46
Figura 2. 15 Demanda Histórica de Gas Natural en el Sector Servicios.....	46
Figura 2. 16 Demanda Nacional de Combustibles del Sector Servicios, 2016.....	47
Figura 2. 17 Demanda Regional de Gas Natural, 2016 .....	48
Figura 2. 18 Reservas Remantes de Gas Natural al 1 De Enero De 2017 .....	49
Figura 2. 19 Reservas Remanentes Totales de Gas Natural por Categoría,.....	49
Figura 2. 20 Reservas Remanentes de Gas Natural por Región, al 1 De Enero De 2017 .....	50
Figura 2. 21 Producción de Gas Natural Seco.....	51
Figura 2. 22 Producción Histórica de Gas Natural por Tipo.....	51
Figura 2. 23 Producción de Gas Natural por Región, 2016 .....	52
Figura 2. 24 Puntos de Importación y Exportación de Gas Natural en México, 2016.....	53
Figura 2. 25 Importación Histórica de Gas Natural .....	53
Figura 2. 26 Precios de Referencia para Gas Natural en México.....	54
Figura 3. 1 Demanda Nacional de Gas Natural, 2016-2031 .....	60
Figura 3. 2 Demanda de Gas Natural por Sector, 2016-2031.....	61

Figura 3. 3 Demanda de Combustibles en el Sector Eléctrico, 2016-2031 .....	62
Figura 3. 4 Demanda de Combustibles Fósiles en el Sector Industrial, 2016-2031.....	63
Figura 3. 5 Demanda Industrial de Gas Natural por Grupo de Ramas, 2016-2031.....	64
Figura 3. 6 Demanda Nacional de Combustibles en el Sector Petrolero, 2016-2031.....	65
Figura 3. 7. ahorro de Gas Natural en los Sectores Residencial y Servicios, 2016-2031.....	68
Figura 3. 8. ahorro de Gas Natural en los Sectores Residencial y Servicios, 2016-2031.....	69
Figura 3. 9 Producción de Gas, Escenarios Máximo y Mínimo.....	72
Figura 3. 10 Producción de Gas por Actividad, Escenario Máximo 2017-2031.....	73
Figura 3. 11. Producción de Gas por Actividad, Escenario Mínimo 2017-2031 .....	73
Figura 3. 12. producción de Gas por Región, Escenario Máximo 2017-2031.....	74
Figura 3. 13. Producción de Gas por Región, Escenario Mínimo 2017-2031. ....	74
Figura 3. 14 Producción de Gas Natural por Origen, Escenario Máximo 2017-2031. ....	75
Figura 3. 15 Producción de Gas Natural por Origen, Escenario Mínimo 2017-2031.....	75
Figura 3. 16 Infraestructura Actual de Gas Natural a Diciembre de 2017 .....	77
Figura 3. 17 Importaciones de Gas Natural, 2016-2031. ....	78

## PRESENTACIÓN

Derivado de la implementación de la Reforma Energética en 2013, México se encuentra en un proceso de transformación del sector energético, orientado hacia nuevas fronteras de desarrollo económico y tecnológico, lo cual ha generado logros significativos en el mercado nacional de gas natural.

Uno de los objetivos principales de la presente Administración consiste en desarrollar una industria energética eficaz y sustentable con el fin de brindar un acceso confiable, continuo y competitivo de gas natural en todo el territorio nacional. Por tal motivo, desde 2013 dio inicio la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural (EISGN), misma que ha permitido garantizar el abasto e impulsar el desarrollo de la red nacional de transporte, propiciando la libre competencia, transparencia y ampliación de infraestructura, al igual que permitir la participación de la iniciativa privada y Empresas Productivas del Estado (EPE'S) en igualdad de circunstancias.

Entre diciembre de 2012 y agosto de 2017 se añadieron 3,392 kilómetros a la red nacional de gasoductos, lo cual representó un incremento de 29%. Esta ampliación viene acompañada de un nuevo marco regulatorio diseñado para desarrollar un mercado más eficiente.

Gracias al nuevo marco legal y regulatorio del sector energético, se han establecido los fundamentos para establecer mecanismos de coordinación de la Secretaría de Energía con los Órganos Reguladores en Materia Energética y el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS).

Con la participación de dichos organismos, en junio de 2015 la Secretaría de Energía (SENER) publicó la primera versión del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, mismo que se elaboró a partir de la propuesta técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), el cual considera distintos elementos legales y de política pública, con el objetivo de dar certidumbre e impulsar la actividad en el sector hidrocarburos.

Además, en octubre de 2015 la Secretaría de Energía emitió el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento 2015-2019, propuesto por el CENAGAS, con previa opinión de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), que constituye una herramienta de planeación indicativa que permite evaluar con mayor precisión la disponibilidad y la demanda de este combustible en el mediano plazo, brindando certeza sobre los proyectos de infraestructura de transporte de gas natural en el país, así como elementos para la toma de decisiones de inversión por parte del sector privado, a la fecha se han publicado dos revisiones anuales de dicho Plan, con la finalidad de verificar su vigencia ante la evolución del mercado de Gas Natural y realizar los ajustes necesarios para garantizar el desarrollo eficiente del Sistema.

Con el fin de promover el desarrollo de la utilización de gas natural, el 25 de julio de 2016, la Secretaría de Energía presentó la *“Política Pública para la implementación del mercado de gas natural”* la cual sienta las bases para crear un mercado de gas natural eficiente y competitivo que promueva las inversiones y la entrada de nuevos participantes.

La Política Pública está alineada con el *Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018* con la finalidad de cumplir con los objetivos de: (i) abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva, y (ii) garantizar reglas claras que incentiven el desarrollo de un mercado interno competitivo.

A la fecha, para la implementación de la Política Pública, el Cenagas condujo la primera Temporada Abierta 2016-2017 para reservar capacidad de transporte en el SISTRANGAS<sup>1</sup> y promover el acceso abierto efectivo en dicho Sistema. Lo anterior fomentó la competencia en la actividad de comercialización y permitió la entrada de nuevos jugadores en el mercado, en beneficio de los consumidores finales.

Una vez abierto el mercado, es indispensable establecer una política para que el país cuente con inventarios estratégicos y operativos que contribuyan a la garantía de suministro de gas natural. Es por ello que en diciembre de 2017, la Sener puso a disposición de la industria de gas natural y el público en general la *“Política Pública en materia energética aplicable a la constitución de Almacenamiento de Gas Natural”*.

Esta Política forma parte de la estrategia trazada por la Sener para desarrollar un mercado líquido, a fin de salvaguardar los intereses y seguridad nacionales, incluyendo los de seguridad energética, la sustentabilidad, la continuidad del suministro y la diversificación del mercado.

En conjunto, los planes indicativos antes mencionados constituyen herramientas que permiten continuar ampliando y detonando el potencial del sector energético del país y contribuyen al desarrollo económico.

---

<sup>1</sup> Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.

## INTRODUCCIÓN

El gas natural ha aumentado progresivamente su uso en el país, principalmente para la generación de energía eléctrica. De la demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico durante 2016, su participación fue de 70%, debido a la estrategia de sustitución de combustibles caros y contaminantes como el combustóleo y el diésel por fuentes menos costosas y más amigables con el medio ambiente como el gas natural.

Es por ello que en la presente Administración se han detonado nuevos proyectos de inversión para la exploración y extracción de gas natural, y de esta manera a mediano y largo plazo, el país pueda aumentar su capacidad de producción de éste hidrocarburo.

El documento de Prospectiva de Gas Natural 2017-2031 es una herramienta de planeación indicativa en la que se muestra la evolución del mercado de gas natural, y con ésta poder contribuir a la toma de decisiones en diferentes sectores.

El documento está integrado por tres capítulos en los que se muestra el comportamiento dinámico de la oferta y demanda de este combustible en nuestro país, tanto histórico como prospectivo.

- El Capítulo Uno aborda los avances del mercado de gas natural en el ámbito legal y regulatorio al que están sujetas las actividades Permisionadas que integran su cadena de valor.
- El Capítulo Dos describe la evolución del mercado nacional de gas natural para el periodo correspondiente entre 2006 y 2016, brindando información referente a reservas de gas natural, producción histórica, demanda sectorial y regional, precios actuales, infraestructura actual de gasoductos, y comercio exterior.
- Las proyecciones de oferta, demanda y comercio exterior del mercado de gas natural para los próximos 15 años, se incluyen en el Capítulo Tres, con un desglose nacional, regional y sectorial, tomando en consideración los actuales aspectos relevantes de política pública energética, como lo son los planes de desarrollo, las estrategias implementadas para atender la problemática del abasto, los planes quinquenales de licitaciones, de expansión de infraestructura, así como los contratos ya establecidos entre las empresas que hoy en día participan en el mercado.

## RESUMEN EJECUTIVO

### Capítulo Uno. Marco Regulatorio de Gas Natural

Las actividades que integran a la cadena de valor de los hidrocarburos, están reguladas por el actual marco legal e institucional del sector energético de México, mismo que deriva de la Reforma Energética de 2013.

El nuevo marco regulatorio en materia de hidrocarburos, ha permitido que transitemos hacia un modelo energético más dinámico basado en los principios de competencia, apertura, acceso abierto, transparencia y sustentabilidad, el cual brinda sólidas bases para comenzar con una etapa de desarrollo y bienestar en beneficio de todos los mexicanos.

Derivado de la apertura gradual del mercado de hidrocarburos se han establecido estrategias para fomentar la inversión nacional y extranjera a lo largo de la cadena de valor, fomentando la participación directa de las Empresas Productivas del Estado en igualdad de circunstancias y promoviendo la asociación entre empresas mexicanas y extranjeras, con el objeto de asegurar un suministro continuo de energía en todo el territorio nacional.

En materia de Gas Natural hay logros significativos. En julio de 2016 se publicó la *“Política Pública para la implementación del mercado de gas natural”* la cual sienta las bases para crear un mercado de gas natural eficiente y competitivo que promueva las inversiones y la entrada de nuevos participantes. En agosto de 2014 se creó el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), en marzo de 2017 se llevó a cabo la segunda revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015-2019 y también se emitió la nueva estrategia del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2019.

En conjunto, la participación de los organismos involucrados en la materia y la emisión de los planes indicativos constituyen herramientas que permiten continuar ampliando y detonando el potencial del sector energético del país y contribuyen al desarrollo económico.

### Capítulo Dos. Mercado Histórico de Gas Natural

En los últimos 10 años la demanda nacional de combustibles fósiles ha incrementado en un 15.3%. En 2016 alcanzó un volumen de 17,450.5 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne), 2.0% más respecto a 2015.

Del total de la demanda nacional de combustibles fósiles en 2016, el gas natural tuvo una participación de 43.7% con un volumen de 7,618.63 Millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) y en la última década la demanda incrementó 34% debido a su mayor uso como combustible para la generación de electricidad mediante tecnología de ciclo combinado.

En 2016, el sector eléctrico demandó 3,878.5 mmpcd, lo que representó un incremento de 2.05% respecto a 2015, y en los últimos diez años éste sector ha registrado un incremento de 62.3%.



Al cierre de 2016, el sector petrolero e industrial registró un volumen de demanda de 2,122 mmpcd y 1,484.1 mmpcd, respectivamente.

El sector autotransporte, presentó un aumento en la demanda de gas natural de 16.6% respecto a 2015 debido al incremento en el parque vehicular que utiliza este hidrocarburo como combustible, mientras que el sector residencial presentó una demanda de 95 mmpcd.

El consumo de gas natural en el sector servicios ha registrado un incremento gradual desde 2006, debido a la expansión de la infraestructura que suministra el combustible.

Para analizar la demanda de gas natural del país, éste se divide en cinco regiones de consumo: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste. La región que tuvo la mayor participación en la demanda nacional de gas natural, fue la Noreste con 32.8%, con un volumen de 2,499.5 mmpcd, 1.4% más respecto a 2015 y, por el contrario, la región que presentó la menor demanda fue la región Noroeste, alcanzando un volumen de 608.1 mmpcd, lo cual representó una participación de 8.0% de la demanda total nacional.

Con respecto a las reservas remanentes de gas natural en México, éstas han disminuido 53.5%, debido a la volatilidad del precio del crudo, aunado a las variaciones del tipo de cambio y tasas de interés que presionaron a la baja actividad de producción por parte de Pemex.

Al primero de enero de 2017, las reservas remanentes totales de gas, alcanzaron un volumen de 28,950 mmpcd, 11.10% menor respecto al año anterior, distribuyéndose el 57% en regiones terrestres, el 35.79% en regiones de aguas someras y el 7.17% en regiones de aguas profundas.

Del total de las reservas de gas natural calculadas al primero de enero de 2017, el 74% considera a los yacimientos de aceite negro, aceite volátil y gas húmedo asociado libre, el 24% a los yacimientos de gas húmedo no asociado, gas seco y condensado y el 2% considera las reservas de gas comprendidas en la Ronda 1 que aún no se encuentran clasificadas por tipo de gas.

Respecto a la Producción Nacional de gas natural, en 2016 alcanzó un volumen de 5,811.4 mmpcd, 9.2% menor con respecto a 2015.

La producción de gas asociado al cierre de 2016, promedió 4,545.5 mmpcd, volumen inferior en 5.8% en relación al año anterior, debido principalmente a una menor producción en los Activos de las regiones Marina Suroeste y Sur. El volumen de gas no asociado fue de 1,266.0 mmpcd, 19.6% menor a lo registrado en 2015.

En relación al comercio exterior, al cierre de 2016 se registró un volumen de importación de 4,168.1 mmpcd, lo cual representó un aumento de 17.5% respecto al año anterior.

Del volumen total importado, el 87.2% (3,632.6 mmpcd) fue ingresado al país mediante ductos de internación. Las importaciones de gas natural licuado tuvieron una participación de 12.8%, alcanzando un volumen de 535.5 mmpcd promedio mensual lo que significó una reducción de 16% con respecto al año anterior.

Respecto a la liberalización de los precios de gas natural, a partir del 17 de junio de 2017, la CRE eliminó el precio máximo de venta de primera mano (VMP) de gas natural y determinó que el precio al que realizará VPM de gas natural la empresa productiva del Estado, Pemex, se sujetará a las actuales condiciones de mercado.

Derivado de lo anterior la CRE determinó la conveniencia de generar y publicar mensualmente un Índice de referencia nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo (INPGN), el cual refleja los precios de las transacciones realizadas libremente por los comercializadores del mercado.

El IPGN se aprobó por parte de la CRE el 17 de agosto de 2017 y es publicado en Pesos por Gigajoule (MXN/GJ) y en Dólares por Millón de unidades térmicas británicas (USD/MBtu), esto último con el fin de hacerlo comparable con los precios de referencia e índices de precios internacionales.

En seguimiento a la implementación de la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural dada a conocer en agosto de 2013, se continúa con los esfuerzos para garantizar el abasto de gas natural mediante la expansión de la red de transporte por ducto.

Desde el primero de diciembre de 2012 hasta agosto de 2017, se han añadido 3,392 kilómetros a la red nacional de gasoductos, con un incremento de 29% respecto a noviembre de 2012 y se han concluido catorce nuevos gasoductos.

Al cierre de 2016, la CRE tenía vigentes 57 permisos de transporte de acceso abierto de gas natural por medio de ductos, de los cuales 34 están en operación y 23 en construcción, éstos permisos representan una longitud total de 18,994.4 kilómetros.

Con respecto a los permisos de distribución de gas natural, al cierre de 2016 la CRE contabilizó 23 con una longitud acumulada de 67,918 kilómetros y una cobertura de 3.3 millones de usuarios distribuidos a lo largo del país.

### **Capítulo Tres. Mercado Prospectivo de Gas Natural**

En 2031 se estima que la demanda de gas natural incremente 26.8% respecto a 2016, alcanzando un volumen de 9,656.9 mmpcd, la demanda se incrementará en la mayoría de los sectores, a excepción del sector petrolero, la cual disminuirá 24% respecto a 2016, por el contrario el sector eléctrico tendrá la mayor participación con 61.6% de la demanda total.

El sector eléctrico tendrá una demanda de combustibles fósiles de 7,244.2 mmpcdgne, lo que representará un incremento de 25.6% respecto a 2016, en éste sector el gas natural tendrá un porcentaje de participación de 82% del consumo total de combustibles en éste sector pasará de 3,965.7 mmpcd en 2016 a 5,947.2 mmpcd en 2031, resultado de la implementación al desarrollo de la infraestructura de gas natural y de la estrategia de CFE para sustituir combustibles caros y contaminantes por combustibles más eficientes y sustentables como lo es el gas natural, aunado a la conversión de las centrales eléctricas a combustión dual.

El sector industrial, alcanzará un volumen de 3,049.2 mmpcdgne en 2031, lo que representará una reducción de 3.3% respecto a 2016, se estima que la industria química será la que más consumirá gas natural con una participación de 19.9%, lo que representará una

demanda de 390.1 mmpcd, por el contrario, la industria de cemento hidráulico consumirá únicamente 20.3 mmpcd, lo que representa una participación de 1.0%.

La demanda de combustibles en el sector petrolero al 2031 alcanzará un volumen de 1,932.7 mmpcdgne, lo que representará una disminución de 31.0% respecto a 2016; el combustible más empleado en éste sector continuara siendo el gas natural con una participación de 80.0%.

En el sector residencial la demanda de combustibles presentará una disminución de 7.2% respecto a 2016, pasando de 1,164.3 mmpcdgne a 1,080.3 mmpcdgne en 2031 y la demanda de gas natural incrementará 40.0% pasando de 94.8 mmpcd en 2016 a 132.8 mmpcd en 2031.

El sector servicios alcanzará un volumen de 323.5 mmpcdgne, lo que representará una disminución de 3.3% respecto a 2016 y la participación del gas natural será de 19.6%, por último se estima que el sector autotransporte registre un volumen de demanda de combustibles fósiles de 7,526.1 mmpcdgne, lo que significará un aumento de 26.0% respecto a 2016, y el gas natural participará con el 0.1% de la demanda total en éste sector.

Respecto a la demanda regional, se estima que la región que consumirá más gas natural será la Noreste alcanzando un volumen de 3,123.9 mmpcd, seguido de la región Sur-Sureste con 2,705.4 mmpcd, Centro-Occidente con 1,477.9 mmpcd, y, finalmente Noroeste y Centro con 1,314.5mmpcd, 1,038.2 mmpcd respectivamente.

La producción de gas natural provendrá de la Empresa Productiva del Estado, y de aquellas empresas ganadoras de licitaciones. Se estiman dos escenarios, un máximo y un mínimo, en el primero se considera un componente de extracción y exploración de Reservas 3P y en el segundo un componente de extracción y exploración de Reservas 2P.

Se estima que la producción de gas para el escenario máximo, alcance un volumen de 6,244.0 mmpcd en el año 2031, 47.2% más respecto a 2017, en tanto el escenario mínimo se prevé que alcance un volumen de 4,044 mmpcd.

En 2031, la producción de gas por región del escenario máximo se distribuirá en áreas terrestres, aguas profundas y aguas someras alcanzando volúmenes de 2,785.7mmpcd, 1,759.3 mmpcd y 1,699.0 mmpcd respectivamente. En tanto la producción del escenario mínimo la producción de gas en áreas terrestres alcanzará un volumen de 809.1 mmpcd, en aguas someras se estima un volumen de 1,623.7 mmpcd y finalmente, la producción en aguas profundas alcanzará un volumen de 1,612.2 mmpcd en 2031.

Respecto a la producción de gas por origen, se clasifica en asociado y no asociado la producción de gas asociado para el escenario máximo alcanzará un volumen de 3,255.1 mmpcd, mientras que el escenario mínimo se estima 3,111 mmpcd, en el caso del gas no asociado, se estima que para el escenario máximo alcance un volumen de 2,988.9 mmpcd y el mínimo 934.0 mmpcd.

Los niveles de importación llegaran a 4,613.6 mmpcd lo que representará un incremento de 10.6% respecto a 2016.

# CAPÍTULO UNO. MARCO REGULATORIO DE GAS NATURAL

La Reforma Energética ha impulsado a la industria de los hidrocarburos a modernizar todas las actividades que integran a la cadena de valor del sector, a través de un nuevo marco legal que permite la participación de empresas privadas, ya sea de manera individual o en asociación con Empresas Productivas del Estado (EPE).

Bajo este nuevo modelo, se modernizó y fortaleció a Petróleos Mexicanos (PEMEX) convirtiéndola en EPE con autonomía presupuestal, de gestión, y libertad de asociarse con el sector privado para competir en igualdad de condiciones, además se fortalecieron los Órganos Reguladores Coordinados en materia energética otorgándoles autonomía técnica, operativa y de gestión con el objetivo de garantizar absoluta transparencia en los contratos, permisos y procesos de licitación para asegurar el funcionamiento eficiente de los mercados energéticos

En conjunto, una nueva organización de la cadena de valor de los hidrocarburos se ha orientado hacia nuevas fronteras de desarrollo económico y tecnológico misma que ya ha generado logros significativos en el mercado nacional de gas natural, propiciando la libre competencia y la ampliación de la infraestructura, con el objetivo de garantizar un suministro seguro, confiable y a precios competitivos en todo el territorio nacional.

## 1.1 Avances de la Reforma Energética en la Cadena de Valor de Gas Natural.

Se han generado logros significativos en materia de gas natural, en agosto de 2014 se creó el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), organismo descentralizado de la Administración Pública Federal sectorizado a la SENER, el cual es el gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS)<sup>2</sup> y al mismo tiempo se encarga de operar y mantener la infraestructura de transporte cuyos permisos es titular. Adicionalmente, el CENAGAS es quien propone a la SENER, para su aprobación, previa opinión técnica de la CRE, el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS. Dicho plan contendrá, además de la planeación indicativa, los proyectos de cobertura social y aquellos que la SENER considere estratégicos para garantizar el desarrollo eficiente del Sistema.

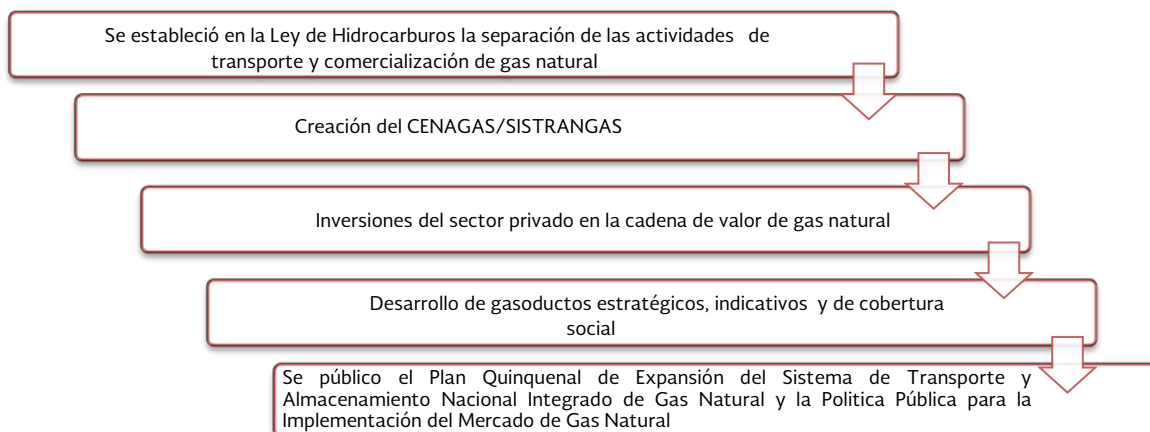
En julio de 2016 la Secretaría de Energía (SENER) publicó la *“Política Pública para la implementación del mercado de gas natural”* la cual sienta las bases para crear un mercado de gas natural eficiente y competitivo que promueva las inversiones y la entrada de nuevos participantes, promoviendo el acceso a la información sobre las transacciones diarias de gas natural que realicen los comercializadores<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Artículo 69 de la Ley de Hidrocarburos.

<sup>3</sup> Política Pública para la implementación del Mercado de Gas Natural.

En marzo de 2017 la SENER llevó a cabo la segunda revisión al Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015-2019, con el apoyo técnico de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y a propuesta del CENAGAS, cuya finalidad es verificar la vigencia del Plan ante la evolución del mercado de gas natural y realizar los ajustes necesarios para garantizar el desarrollo eficiente del SISTRANGAS<sup>4</sup> (véase Figura 1.1).

**FIGURA 1. 1 ACCIONES DEL NUEVO MARCO REGULATORIO EN MATERIA DE GAS NATURAL**



FUENTE: SENER con Información de CRE.

Derivado de la modificación al marco regulatorio de gas natural ha incrementado la competencia gracias a la apertura de mercado que favorece a todos los participantes dentro de la cadena de valor, además se ha generado un impulso en la expansión de la infraestructura para el transporte mediante la red de ductos cuyo propósito es aumentar la capacidad y fomentar el desarrollo eficiente del SISTRANGAS y de las redes de transporte privadas, así como el suministro del combustible a los principales centros de consumo del país<sup>5</sup>.

## 1.2 Marco regulatorio en materia de Hidrocarburos

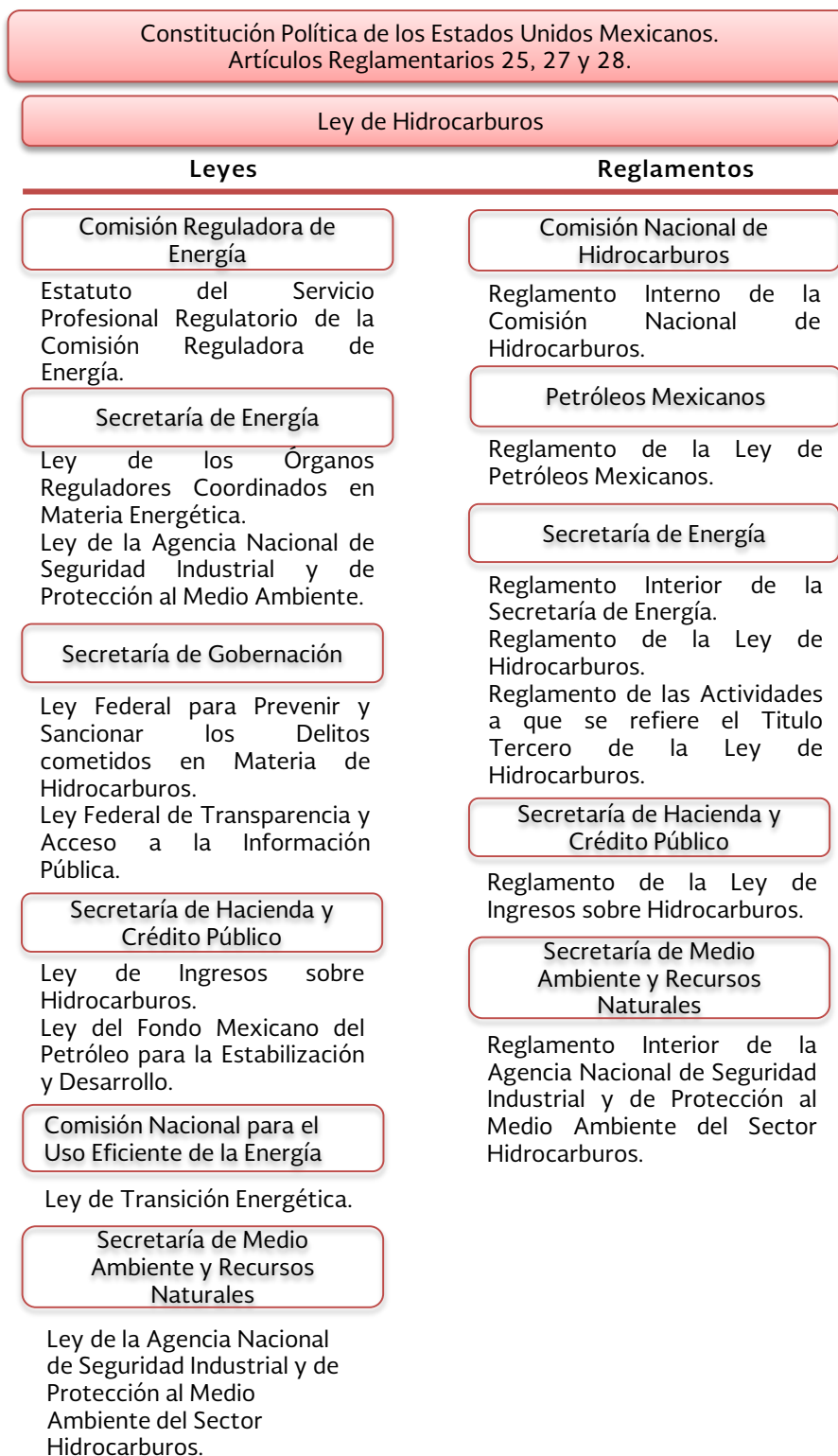
Las actividades que integran a la cadena de valor de los hidrocarburos, están reguladas por un marco jurídico que establece leyes y reglamentos, con el propósito de que ésta funcione en los mejores términos de organización.

Cada organismo involucrado interviene en el sector para establecer la legislación aplicable de acuerdo a sus atribuciones y facultades, asimismo trabajan de manera coordinada para dirigir la actual política pública en materia de hidrocarburos (véase Figura 1.2).

<sup>4</sup>Segunda Revisión Anual al Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015-2019.

<sup>5</sup> Boletín de prensa 039-SENER.

FIGURA 1.2 MARCO JURÍDICO EN MATERIA DE HIDROCARBUROS



Fuente: SENER con información de la CRE.

### 1.3 Marco regulatorio de las Prospectivas del Sector Energético

La ley de Hidrocarburos establece la facultad de la Secretaría para conducir la política energética del país dentro del marco constitucional vigente, y para ello se coordina con los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética a fin de actuar en conformidad a las políticas públicas establecidas por el Ejecutivo Federal.

Acorde a lo establecido en el Artículo 33, Fracción V, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, corresponde a la Secretaría llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos del sector energético nacional; asimismo el Reglamento Interior de la Secretaría menciona en el artículo 24 Fracción XIV y XV que corresponde al Director General de Planeación e Información Energéticas, elaborar los proyectos de documento de prospectiva a mediano y largo plazos del sector energético, con un horizonte de planeación mínimo de quince años, con el objeto de servir como ejercicios de planeación durante los próximos años, presentando una visión de los escenarios del mercado y sirviendo como un punto de apoyo en las decisiones estratégicas del país.

### 1.4 Órganos Reguladores en Materia Energética

Los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética son:

- La Comisión Nacional de Hidrocarburos, y
- La Comisión Reguladora de Energía

Ambos organismos cuentan con autonomía técnica, operativa y de gestión, así como personalidad jurídica propia y en el desempeño de sus funciones se coordinan con la Secretaría de Energía (SENER) y demás dependencias del sector energético<sup>6</sup>.

#### 1.4.1 De las Facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

La CNH además de las atribuciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos, es la encargada de regular y supervisar las actividades de reconocimiento y exploración superficial, así como la exploración y la extracción de hidrocarburos de la nación, por ello está facultada para emitir la regulación relacionada con el potencial petrolero del país, la recuperación de petróleo crudo, las reservas de hidrocarburos, el aprovechamiento de gas natural asociado a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, entre otras actividades relacionadas con materias de su competencia<sup>7</sup>.

#### 1.4.2 De las Facultades de la Comisión Reguladora de Energía (CRE)

De acuerdo a la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) la CRE regula y promueve el desarrollo eficiente de las siguientes actividades:

<sup>6</sup> Artículo 2 y 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

<sup>7</sup> Artículo 38 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

- Las de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, así como el expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos.
- El transporte por ductos, almacenamiento, distribución y expendio al público de bioenergéticos.
- La generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, las transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad<sup>8</sup>.

### 1.5 Del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS)

El CENAGAS actúa como gestor técnico en materia de gas natural, siendo un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la SENER y opera con dos roles, en el primero actuando como Gestor del SISTRANGAS, en el segundo como transportista de gas natural, operando y manteniendo ductos propios.

Como gestor del SISTRANGAS, el CENAGAS debe llevar a cabo Temporadas Abiertas para asignar la capacidad de transporte disponible en el sistema bajo los principios de acceso abierto y trato no indebidamente discriminatorio, a fin de aumentar la competencia en el mercado y la cantidad de usuarios del transporte de gas natural mediante ductos.<sup>9</sup>

Además para el cumplimiento de su objeto, el Centro tendrá las facultades siguientes:

- I. Operar, gestionar y administrar el Sistema, en los términos establecidos en la Ley y en el presente Decreto;
- II. Gestionar y administrar los ductos y plantas de almacenamiento vinculadas a Ductos de Internación de Gas Natural que estén interconectados con el Sistema;
- III. Administrar y gestionar la capacidad disponible en los contratos de reserva de capacidad de transporte y almacenamiento de gas natural a que se refiere el Décimo Segundo Transitorio de la Ley;
- IV. Prestar los servicios de Transporte y Almacenamiento en la infraestructura de la que sea titular como Permisionario, de conformidad con lo que al efecto determine la Comisión;
- V. Operar y mantener, directamente o a través de las divisiones que constituya para dichos efectos, la infraestructura de Transporte y Almacenamiento de la que sea titular, de conformidad con el o los permisos que, en su caso, expida la Comisión;
- VI. Realizar o instruir a Permisionarios que formen parte del Sistema, a realizar compras y ventas de Gas Natural, únicamente en casos de emergencia operativa, caso fortuito o fuerza mayor, o cuando ello resulte indispensable para mantener el balance y la operación del Sistema, de conformidad con los términos establecidos por la Comisión;

<sup>8</sup> Artículo 41 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

<sup>9</sup> Artículos 69 y 122 de la Ley de Hidrocarburos.



- VII. Fomentar el desarrollo del mercado secundario de capacidad del Sistema;
- VIII. Administrar el balance diario del Sistema;
- IX. Proponer a la Secretaría, para su aprobación, previa opinión técnica de la Comisión, el plan quinquenal de expansión del Sistema;
- X. Licitación de los proyectos estratégicos de infraestructura de transporte y almacenamiento de gas natural en los términos establecidos en la Ley, para lo cual, en su caso, llevará a cabo las gestiones que sean necesarias a efecto de reservar la capacidad requerida por el Sistema, de conformidad con los términos establecidos por la Comisión;
- XI. Determinar la capacidad disponible del Sistema y asignarla, en los términos que apruebe la Comisión, de conformidad con las disposiciones de la Ley, en igualdad de circunstancias a los usuarios interesados, para lo cual deberá mantener actualizado un sistema de información en línea que contendrá los elementos establecidos por la Comisión;
- XII. Gestionar la capacidad disponible del Sistema en aquella infraestructura que no sea de su propiedad, a efecto de verificar que la misma sea puesta a disposición de los usuarios interesados de conformidad con los términos establecidos por la Comisión;
- XIII. Supervisar que los Permisarios y usuarios del Sistema lleven a cabo los actos necesarios en la infraestructura objeto del permiso o en sus instalaciones de consumo, para mantener el balance diario de gas natural que requiera dicho Sistema;
- XIV. Tratándose de Alertas Críticas, así como en caso fortuito o de fuerza mayor que afecten la operación del Sistema, aplicar el orden de prelación para el suministro de gas natural, de conformidad con los criterios establecidos por la Comisión;
- XV. Gestionar los actos jurídicos y demás acciones que resulten necesarias para que los Permisarios lleven a cabo la prestación de los servicios en el Sistema, bajo condiciones que permitan optimizar el uso de la infraestructura, así como el acceso abierto efectivo y no indebidamente discriminatorio;
- XVI. Llevar a cabo la gestión diaria del Sistema de manera que se logre un uso óptimo del conjunto de instalaciones interconectadas;
- XVII. Informar a la Comisión cuando tenga conocimiento de que los Permisarios incurren en prácticas que afecten la adecuada y eficiente operación del Sistema y actuar conforme a lo establecido por la Comisión en las respectivas condiciones generales para la prestación del servicio;
- XVIII. Proponer para aprobación de la Comisión, las acciones requeridas para garantizar el acceso abierto efectivo y no indebidamente discriminatorio y la continuidad en el servicio en el Sistema, a efecto de que éste cuente con la capacidad de Transporte y Almacenamiento necesaria;
- XIX. Proponer a la Comisión recomendaciones para la regulación que emita, a fin de que sus actividades como gestor y Permisario en todo momento sean retribuidas adecuadamente;

- XX. Llevar a cabo los procesos de compensación de ingresos a los Permisarios cuyos sistemas formen parte del Sistema, así como a los Permisarios y demás personas involucrados en los contratos cuya gestión esté a su cargo;
- XXI. Coadyuvar con la Secretaría en la elaboración de instrumentos de planeación de mediano y largo plazo, con el objetivo de lograr el desarrollo óptimo y eficiente de los sistemas de ductos y de almacenamiento, y
- XXII. Las demás que se establezcan en la Ley y su Reglamento, el Estatuto Orgánico del Centro, así como en otros ordenamientos jurídicos aplicables.

### 1.6 Cadena de Valor de Gas Natural

La cadena de valor de gas natural involucra diversas actividades que van desde la exploración, extracción y producción del hidrocarburo hasta su comercialización al usuario final, pasando por el procesamiento, transporte, almacenamiento y distribución<sup>10</sup> (véase Figura 1.3).

FIGURA 1. 3 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL EN MÉXICO



Fuente: SENER con información de la CRE y CENAGAS.

<sup>10</sup> Política Pública para la Implementación del Mercado de Gas Natural.

## 1.7 Exploración y Extracción de Gas Natural

Previo a la Reforma Energética, PEMEX y sus empresas subsidiarias constituían la única industria legal en México para llevar a cabo las actividades de exploración, extracción y procesamiento de gas natural, aun cuando esto significaba la restricción del desarrollo de nuevos campos de hidrocarburos debido a limitantes financieros, operativos y tecnológicos.

Con el nuevo marco legal en materia energética, en junio de 2015 la SENER publicó la primera versión del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, mismo que se elaboró a partir de la propuesta de la CNH. Este Plan considera distintos elementos legales y de política pública necesarios para la viabilidad de las licitaciones.

En 2016 se realizó la segunda revisión al Plan Quinquenal con la intención de continuar con la estrategia de nominar áreas de licitación para incrementar la capacidad de la Nación en materia de exploración y extracción, de esta manera se busca incentivar la inversión en el sector nacional de hidrocarburos para incrementar el conocimiento del subsuelo, la tasa de restitución de reservas y los niveles de producción de petróleo y gas. Esto permitiendo que el sector privado, al igual que PEMEX puedan explorar, extraer y suministrar energéticos, brindando las condiciones para que México abra todas las áreas para nominación en aguas profundas, aguas someras, terrestres no convencionales y terrestres convencionales, programando dos procesos licitatorios por año, de acuerdo a su categoría.<sup>11</sup>

Por tratarse de un documento indicativo en el que la ejecución efectiva de los procesos de licitación pueden variar con relación a lo establecido en el Plan, a partir septiembre de 2017, la SENER publicará de manera mensual las adecuaciones y actualizaciones al Plan Quinquenal<sup>12</sup>.

### 1.6.1 Rondas México

La Ley de Hidrocarburos establece que únicamente se podrán otorgar contratos para la exploración y extracción por conducto de la CNH a través de un proceso de licitación<sup>13</sup> mientras que la SENER establece el modelo de contratación para cada área contractual que se adjudique ya sea de servicios, producción compartida o tipo licencia<sup>14</sup>.

La Ronda Cero consistió en un proceso de asignación mediante el cual la SENER con asistencia técnica de la CNH determinó la adjudicación de un portafolio balanceado de proyectos a PEMEX, con la finalidad de que la empresa nacional mantenga el nivel actual de producción durante los siguientes veinte años, permitiéndole establecer alianzas efectivas con petroleras nacionales o internacionales para allegarse de capital y tecnología necesaria para aprovechar sus recursos de manera óptima<sup>15</sup>.

Las Rondas Uno y Dos, consisten en licitaciones públicas y competitivas para otorgar contratos de exploración y extracción de hidrocarburos en territorio nacional. De acuerdo a la última evaluación al Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, se estima aprovechar 579 áreas contractuales que suman una

<sup>11</sup> Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción 2015-2018, Evaluación 2016 y Nueva Estrategia 2017.

<sup>12</sup> Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, Septiembre 2017.

<sup>13</sup> Artículo 15 de la Ley de Hidrocarburos.

<sup>14</sup> Artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos.

<sup>15</sup> <https://www.gob.mx/sener/articulos/ronda-cero-y-migracion-de-contratos-de-pemex>.

superficie de 239,007.3 km<sup>216</sup> para exploración y extracción de hidrocarburos de la cual durante la Ronda Uno se otorgaron 20,456 km<sup>2</sup>, (véase Cuadro 1.1).

**CUADRO 1. 1 RESUMEN DE LA RONDA 1**

Ronda 1	Superficie adjudicada km2	Ubicación	Tipo de Contrato	Bloques adjudicados	Bloques Licitados	Fallo oficial
1.1	659	Aguas Someras	Producción Compartida	2	14	2015
1.2	165	Aguas Someras	Producción Compartida	3	5	2015
1.3	777.6	Zonas Terrestres	Licencia	25	25	2015
1.4	18,818	Aguas Profundas	Licencia	8	10	2016
<b>Total</b>	<b>20,456</b>			<b>38</b>	<b>54</b>	

Fuente: Sener con Información de Rondas México de la CNH.

Respecto a la Ronda 2, se adjudicó una superficie de 11,462 km<sup>2</sup>. (véase Cuadro 1.2)

**CUADRO 1. 2 RESUMEN DE LA RONDA 2**

Ronda 2	Superficie adjudicada km2	Ubicación	Tipo de Contrato	Bloques adjudicados	Bloques Licitados	Fallo oficial
2.1	5,872	Aguas Someras	Producción Compartida	10	15	2017
2.2	2,996	Zonas Terrestre	Licencia	7	10	2017
2.3	2,594	Zonas Terrestres	Licencia	14	14	2017
<b>Total</b>	<b>11,462</b>			<b>31</b>	<b>41</b>	

Fuente: Sener con Información de Rondas México de la CNH.

La primera convocatoria de la Ronda Tres, se publicó el 29 de septiembre de 2017 en el Diario Oficial de la Federación (DOF) y busca impulsar el sector marino de hidrocarburos a partir de la exploración y descubrimiento de nuevos recursos que restituyan la reservas del país, así como aumentar la producción de aceite y gas, la consolidación de zonas petroleras de desarrollo integral y la atracción a la inversión y creación de empleo de calidad.

La Convocatoria está conformada por 35 áreas de exploración y extracción en aguas someras, ubicadas en las provincias petroleras de Burgos, Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla-Veracruz y licitadas bajo modalidad de producción compartida, con una superficie de 26,265 km<sup>2</sup>. La fecha de licitación está programada para el 27 de marzo de 2018.

<sup>16</sup><https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/plan-quinquenal-de-licitaciones-para-la-exploracion-y-extraccion-de-hidrocarburos-2015-2019-98261>

## 1.7 Procesamiento de Gas Natural

El gas natural es una mezcla de gases, compuesta principalmente por metano, sin embargo, usualmente esta mezcla contiene otros hidrocarburos más pesados. Dependiendo de su origen se clasifica en gas asociado y gas no asociado, el primero se extrae junto con el petróleo crudo y contiene cantidades de hidrocarburos más pesados que el metano, mientras que el gas no asociado se encuentra en depósitos que no contienen petróleo crudo.

El procesamiento del gas natural implica una serie de procesos industriales en los que el hidrocarburo extraído del subsuelo es sometido a cambios de presión y temperatura mediante plantas endulzadoras, criogénicas y fraccionadoras. La finalidad de estos procesos es obtener gas seco o gas natural comercial y el orden en la utilización de las plantas de proceso dependerá de los compuestos iniciales que contenga el hidrocarburo extraído directo de los campos.

El nuevo marco legal en materia energética establece que la actividad de procesamiento de gas natural requiere de un permiso previo otorgado por la SENER<sup>17</sup>. Específicamente estos permisos son otorgados por la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos (DGGNP).

Actualmente, Pemex es la única empresa que cuenta con complejos procesadores de gas natural en el país, situados ocho de ellos en la región Sur-Sureste (Chiapas, Tabasco y Veracruz) y uno de ellos en la región Noreste (Tamaulipas).

A la fecha, PEMEX tiene en operación 9 Centros Procesadores de Gas Natural (CPG): (i) Cactus (Chiapas); (ii) Ciudad Pemex (Tabasco); (iii) Nuevo Pemex (Tabasco); (iv) La Venta (Tabasco); (v) Área Coatzacoalcos (Veracruz); (vi) Matapionche (Veracruz); (vii) Poza Rica (Veracruz); (viii) Arenque (Tamaulipas) y (ix) Burgos (Tamaulipas)

## 1.8 Transporte y Almacenamiento de Gas Natural.

A partir del 1 enero de 2016, PEMEX inició el proceso para la transferencia de sus activos utilizados para el transporte de gas natural al CENAGAS. Esto corresponde a sus obligaciones como permisionario de transportista de gas natural en los sistemas: (i) Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y (ii) Sistema Naco - Hermosillo (SNH),<sup>18</sup>.

Derivado de lo anterior el CENAGAS, en su rol de transportista, implementó una estrategia para mantener y operar la infraestructura, la cual permite monitorear y establecer medidas que atenúen o minimicen algún riesgo, a fin de garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios de los que es permisionario a efecto de contribuir al eficiente suministro de gas natural en el territorio nacional<sup>19</sup>.

El 17 de octubre de 2014, la CRE emitió la Resolución RES-481-2014 en la que otorga al CENAGAS el Permiso Provisional como Gestor Independiente del SISTRANGAS. En dicha Resolución, la CRE informa que para efectos de que el Gestor Independiente cumpla con su objeto, se entenderá que el anteriormente denominado Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI) pasará a conformar el SISTRANGAS.

<sup>17</sup> Artículo 48 de la Ley de Hidrocarburos.

<sup>18</sup> Resolución Núm. RES/182/2016

<sup>19</sup> <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/proceso-de-contratacion-de-servicios-especializados-76054>

Con base en ello, el SISTRANGAS está integrado por los siguientes siete sistemas, con las siguientes características:

#	Sistema	Longitud (Km)	Año de integración al STNI* (ahora SISTRANGAS)
1	Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)	8,867.0	N.A
2	Gasoductos de Tamaulipas (GdT)	114.2	sep-10
3	Gasoductos del Bajío (GdB)	204.2	ago-11
4	Gasoductos del Noreste (GdN ó Ramones Fase I)	116.4	dic-13
5	Gas Natural del Noroeste (GdN)	172.5	jun-4
6	TAG Pipelines Norte (TPN)	446.8	dic-14
7	TAG Pipelines Sur (TPS)	291.5	dic-14
<b>Longitud Total de sistemas integrados</b>		<b>10,212.60</b>	

\*Sistema de Transporte Nacional Integrado

Fuente: SENER con Información de CENAGAS.

FIGURA 1. 4 CONFORMACIÓN DEL SISTRANGAS, 2016



Fuente: CENAGAS.

Actualmente el SISTRANGAS cuenta con cobertura en 21 estados de la República Mexicana, por lo que CENAGAS no es el Gestor Técnico de toda la red de gasoductos del país, dicho sistema presenta un nivel de heterogeneidad tal que, en él conviven gasoductos de gran diámetro (48”) y de diámetro moderado (4”).

Durante 2015, el CENAGAS en su rol de Gestor Técnico del SISTRANGAS, propuso a la SENER el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019, el cual además de contener la planeación indicativa también contiene los proyectos a desarrollar de cobertura social y aquellos que la SENER considere estratégicos para garantizar el desarrollo eficiente de este Sistema.

Conforme al Artículo 66 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (Reglamento), cada año la SENER realiza la revisión del Plan Quinquenal con la finalidad de verificar su vigencia ante la evolución del mercado de gas natural y para realizar los ajustes necesarios a fin de garantizar el desarrollo eficiente del sistema.

En relación al Almacenamiento de Gas Natural, una vez abierto el mercado, es indispensable establecer una política para que el país cuente con inventarios estratégicos y operativos que contribuyan a la garantía de suministro de gas natural. Es por ello que el pasado 14 de diciembre, la Sener puso a disposición de la industria de gas natural y el público en general la “Política Pública en materia energética aplicable a la constitución de Almacenamiento de Gas Natural”.

Esta Política forma parte de la estrategia trazada por la Sener para desarrollar un mercado líquido, a fin de salvaguardar los intereses y seguridad nacionales, incluyendo los de seguridad energética, la sustentabilidad, la continuidad del suministro y la diversificación del mercado.

Al respecto, el Cenagas realiza el “*Estudio del potencial de almacenamiento subterráneo de gas natural para aprovechamiento en el SISTRANGAS*”, el cual está orientado a identificar los yacimientos de hidrocarburos con potencial para conversión a unidades de almacenamiento subterráneo de gas natural. Una vez que este Estudio esté finalizado, el CENAGAS estará en posibilidad de proponer a la SENER proyectos estratégicos de almacenamiento de gas natural durante el siguiente ejercicio de revisión anual del Plan Quinquenal<sup>20</sup>.

Por otra parte las terminales de regasificación de GNL también fungen como permisionarios de almacenamiento. A la fecha las Terminales de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (TARGNL) de Altamira y Manzanillo se encuentran interconectadas al SISTRANGAS, sin embargo su capacidad de almacenamiento se encuentra reservada totalmente por las EPE y particulares.

Cabe mencionar que las TARGNL de Altamira y Manzanillo no están integradas tarifariamente al SISTRANGAS, sin embargo, éstas representan una opción de suministro para comercializadores y usuarios como puntos de inyección al Sistema.

En este sentido, CENAGAS podría reservar capacidad en ambas Terminales con objeto de contar con almacenamiento operativo para uso del SISTRANGAS, siempre y cuando existan las condiciones contractuales para que este organismo en su carácter de Gestor Técnico pueda hacer uso de esa capacidad de almacenamiento y regasificación en los momentos en

<sup>20</sup> 2ª Revisión anual al Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural

que requiera inyectar Gas Natural Licuado (GNL) como método de balanceo hidráulico. Esto en casos de fuerza mayor, como ocurrió en Agosto de 2017 durante las afectaciones del huracán Harvey en el Oeste de Texas, que impidió la importación de gas natural por medio de ducto en el área de Reynosa por alrededor de 3 días.

Para lograr el desarrollo de un mercado competitivo de gas natural se implementaron las prácticas de reserva de capacidad para los usuarios del SISTRANGAS en términos de acceso abierto no discriminatorio. Para llevar a cabo dicha estrategia, el CENAGAS realizó una Temporadas Abiertas para asignar la capacidad de transporte del sistema.

## 1.9 Reserva de Capacidad y Acceso Abierto Efectivo.

De conformidad con lo dispuesto en el Capítulo I del Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos y los Capítulos IV, V y VI del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, la realización de las actividades de transporte y almacenamiento de gas natural requieren de un permiso previo otorgado por la CRE. Los permisionarios que presten a terceros servicios de transporte por medio de ducto están obligados a otorgar acceso abierto no indebidamente discriminatorio a sus instalaciones y servicios, sujeto previamente a la disponibilidad de capacidad en sus sistemas.

Se entiende como acceso abierto y no indebidamente discriminatorio cuando los Permisionarios están obligados a prestar el servicio de transporte y almacenamiento de gas natural en condiciones similares a usuarios de características similares. Y en caso de que nuevos agentes demanden el servicio, el permisionario está obligado a prestarlo siempre que haya capacidad disponible, en tanto a la capacidad disponible se entiende como la proporción de la capacidad que resulta de la diferencia entre la capacidad operativa y la reservada por el permisionario para usos propios y la comprometida mediante contratos para la prestación del servicio. Asimismo, también puede tratarse de aquella capacidad que, estando comprometida bajo un contrato en base firme, no sea utilizada por los usuarios respectivos y pueda utilizarse para prestar los servicios en base interrumpible o firme (asignada mediante un proceso de Temporada Abierta, si la liberación de capacidad fuera permanente).<sup>21</sup>

El acceso abierto efectivo y la reserva de capacidad permiten la asignación eficiente de la infraestructura de transporte de gas natural, además mediante estas disposiciones se visualizan oportunidades para la construcción de nueva infraestructura.

El CENAGAS tiene la capacidad de gestionar y administrar la capacidad disponible del SISTRAGAS. Por ello, durante 2017 el CENAGAS en su papel de Gestor Técnico del SISTRANGAS llevó a cabo el primer proceso de Temporada Abierta en este Sistema de Transporte, el cual estuvo conformado por dos fases: Ronda EPE y Temporada Abierta.

### Ronda Empresas Productivas del Estado (EPE)

Fue el proceso mediante el cual se determinó la capacidad a reservar por las EPE's, sus organismos subsidiarios y las empresas que cuentan con participación directa o indirecta, para sus operaciones de transformación Industrial para el caso de Pemex, mientras que para CFE

---

<sup>21</sup> RES/900/2015.



para sus operaciones de generación eléctrica<sup>22</sup>. Esa capacidad fue determinada con base en los consumos históricos de dichas EPE's.

## Ronda Temporada Abierta

El procedimiento de temporada abierta 2016-2017 fue aprobado por la CRE, buscando incentivar el interés en el mercado de transporte de gas natural para aumentar la competitividad en beneficio de los usuarios finales<sup>23</sup>. Los resultados de esta primera temporada abierta fueron publicados en mayo de 2017, en la cual el CENAGAS asignó 2,346,021 GJ/día los diferentes trayectos del sistema, esta capacidad asignada se sumó a lo que previamente se había asignado a las EPE's y a los contratos preexistentes<sup>24</sup>.

Como parte de la implementación de la Reforma Energética, uno de los grandes logros del Gestor Técnico fue que el 1 de julio de 2017 dio inicio el régimen de reserva de capacidad de transporte en base firme dentro del SISTRANGAS.

Mediante este esquema, el Gestor Técnico garantiza el acceso abierto efectivo y no indebidamente discriminatorio, la continuidad y la seguridad en la prestación de los servicios del SISTRANGAS. Esto, para contribuir con el abastecimiento del suministro de gas natural en territorio nacional.

Con base en la capacidad asignada en durante el ejercicio de Temporada Abierta 2016-2017, así como los ejercicios previos de Ronda EPE y Derechos Adquiridos, el Gestor Técnico ha suscrito 50 contratos de transporte de gas natural en base firme con usuarios del SISTRANGAS (shippers), por una capacidad máxima diaria de 6,285,962 Giga Joules por día (GJ/día) equivalente a 5,512 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd).<sup>25</sup>

Por otra parte, los participantes que obtuvieron capacidad asignada en la temporada abierta tuvieron la oportunidad de intercambiar trayectos y puntos de extracción sujetos a la confirmación de factibilidad por parte de CENAGAS, a este proceso se le denomina periodo swaps o reserva de capacidad<sup>26</sup>.

## 1.10 Subasta para la Gestión y Administración de Capacidad Disponible en Ductos de Internación.

Los ductos de internación son aquella infraestructura cuya capacidad está destinada principalmente a conectar al país con infraestructura de transporte o almacenamiento de acceso abierto que se utilice para importar gas natural<sup>27</sup>.

La primera subasta anual de capacidad disponible en ductos de internación se realizó el 17 de febrero de 2017 por el CENAGAS, donde adjudicó el 29.2 % de la capacidad disponible en

<sup>22</sup> RES/968/2016.

<sup>23</sup> Resolución Número: RES/1037/2016.

<sup>24</sup> <https://www.gob.mx/cenagas/prensa/adjudica-el-cenagas-2-346-021-gj-d-en-la-primera-temporada-abierta-del-sistrangas>

<sup>25</sup> Empleando los siguientes factores de conversión: (i) 1 GJ = 0.9478 millones de unidades térmicas británicas (MMBTU) y (ii) 1,080 MMBTU = 1 MMpc de gas natural

<sup>26</sup> <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/periodo-swaps-de-reserva-de-capacidad>.

<sup>27</sup> Artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos.

ductos de internación lo que permitirá la generación de mayores inversiones con la entrada de nuevos actores al mercado de gas.

Tres empresas resultaron ganadoras de 220,741 MMBtu/d (de un total disponible de 753,722 MMBtu/d) en cuatro trayectos del sistema de transporte NET México Pipeline, el cual se encuentra interconectado al SISTRANGAS en la estación de compresión frontera (Camargo) y abastece de gas natural proveniente de Agua Dulce (Texas) al Sistema Nacional de Gasoductos y al Sistema de Transporte Los Ramones<sup>28</sup>.

En julio, agosto y septiembre de 2017 se llevaron a cabo siete subastas de capacidad disponible en ductos de internación, por parte de CFE Internacional, LLC., resultando desiertas al no presentar propuestas ninguna de las empresas comercializadoras que se encuentran inscritas en el Tablero Electrónico del CENAGAS.

### 1.11 Comercialización de Gas Natural

Un logro significativo en materia de comercialización de gas natural a partir de la Reforma, ha sido el establecer la separación de las actividades de transporte y comercialización de gas natural, esto quiere decir que los permisionarios de transporte por ducto de gas natural no pueden comercializar el hidrocarburo<sup>29</sup>.

Por otra parte, en materia de comercialización de gas natural, la Ley de Hidrocarburos estableció que la CRE sujetaría a regulación asimétrica las actividades de comercialización que realice PEMEX, con objeto de limitar su poder dominante en tanto se logre una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados.

Como parte de la regulación asimétrica, la CRE sometió a Pemex a instrumentar un Programa de Cesión Gradual de Contratos<sup>30</sup>, en el cual se establece que en un plazo máximo de cuatro años, contados a partir de su autorización, ponga a disposición de terceros comercializadores la cesión de la parte de su cartera de contratos que represente el 70 por ciento del total del volumen de gas natural asociado a sus actividades actuales de comercialización de gas natural.

### 1.12 Liberación del Precio de Gas Natural

La implementación de la política pública de gas natural sienta las bases para la conformación de un mercado eficiente y competitivo que promueve las inversiones y la entrada de nuevos participantes en el mercado, dicha política está alineada con el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, además establece que durante 2017 la CRE puede eliminar la fórmula del precio de Ventas de Primera Mano VPM y autoriza a Pemex la venta de gas natural al precio que se determina en el mercado, con excepción de la zona Sur en tanto se logre una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de la

<sup>28</sup> <https://www.gob.mx/cenagas/prensa/cenagas-adjudico-el-29-2-de-la-capacidad-disponible-en-ductos-de-internacion-como-resultado-de-la-1a-subasta-anual-en-ductos-de-internacion>.

<sup>29</sup> Política Pública para la implementación del Mercado de Gas Natural.

<sup>30</sup> Resolución Núm. RES/997/2015.

zona, y que en el corto plazo (2018), la CRE pueda eliminar la fórmula del precio de VPM en todo el país<sup>31</sup>.

Con base en lo anterior, en junio de 2017 la CRE acordó dejar sin efectos la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de VPM, aprobada por la resolución RES/998/2015, la decisión de permitir que el precio de VPM de gas natural a nivel nacional se determine bajo condiciones de mercado busca favorecer la libre competencia entre los distintos agentes económicos involucrados en el suministro energético de cada región, el desarrollo y optimización de infraestructura asociada al suministro, y la elección por parte de los usuarios del suministro energético más eficiente acorde con sus necesidades.

---

<sup>31</sup> Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía que deja sin efectos la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, aprobada mediante la resolución RES/998/2015, y elimina el precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano para que se determine bajo condiciones de libre mercado.

**CUADRO 1. 3 ACUERDOS Y RESOLUCIONES PUBLICADOS EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN EN MATERIA DE GAS NATURAL (2016-2017).**

**A/009/2017** Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía que emite opinión técnica respecto de la segunda revisión anual del plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural para el periodo 2015-2019

**A/010/2017** Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emite opinión al Cenagas sobre la asignación de la capacidad en puntos de inyección para los usuarios con derechos adquiridos dentro del procedimiento de temporada abierta en el sistema nacional integrado de transporte y almacenamiento de gas natural.

**A/026/2017** Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía que deja sin efectos la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, aprobada mediante la resolución RES/998/2015, y elimina el precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano para que se determine bajo condiciones de libre mercado.

**RES/050/2017** Resolución que aprueba al Cenagas las tarifas del sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural aplicables para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017

**RES/101/2017** Resolución por la que se aprueba a Pemex Transformación Industrial la modificación a los términos y condiciones generales para las ventas de primera mano de gas natural, aprobados y expedidos mediante la resolución RES/996/2015

**RES/749/2017** por la que la Comisión Reguladora de Energía determina la zona geográfica de Tabasco, en el Estado de Tabasco, para fines de distribución de gas natural.

**RES/625/2017** Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía actualiza los valores de los parámetros, en términos de las disposiciones 5 y 6 del Anexo Único de la Resolución RES/998/2015 y por medio de la cual la CRE expide la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano.

**A/026/2017** ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía que deja sin efectos la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, aprobada mediante la resolución RES/998/2015, y elimina el precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano que se determine bajo condiciones de libre mercado

**DOF 07/01/2016.** Disposiciones técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos

**DOF 21/04/2016.** Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de Exploración y desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones.

**DOF 02/08/2016.** Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos

**DOF 15/04/2016.** Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados

**RES/968/2016** Resolución de la Comisión Reguladora de Energía que determina la capacidad de transporte por ducto que las Empresas Productivas del Estado, sus organismos subsidiarios y las empresas en las que los primeros cuenten con participación directa o indirecta pueden reservar capacidad en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural para sus operaciones de generación eléctrica y transformación industrial de hidrocarburos, según sea el caso, de conformidad con lo establecido en el Artículo Transitorio Décimo Segundo de la Ley de Hidrocarburos.

**RES/1037/2016** Resolución de la Comisión Reguladora de Energía en la que aprueba al Centro Nacional de Control del Gas Natural la propuesta del procedimiento de temporada abierta del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural.

**RES/1381/2016** Resolución de la Comisión Reguladora de Energía que autoriza al Centro Nacional de Control del Gas Natural la modificación al programa de eventos contenido en el anexo 6 de la resolución RES/1037/2016 mediante la que se aprobó el procedimiento de temporada abierta del sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural.

Fuente: SENER con Información de la CRE.

## CAPÍTULO DOS. MERCADO HISTÓRICO DE GAS NATURAL

Conforme al actual marco jurídico en materia de gas natural, corresponde a la SENER definir la estrategia para la implementación de un Mercado de Gas Natural, competitivo y sustentable.

Es por ello que actualmente se llevan a cabo acciones que coadyuvan a la transición de la apertura del mercado de dicho hidrocarburo, para lo cual es necesario brindar a dicho mercado información relevante, oportuna y veraz para la toma de decisiones. A la fecha, todos los permisionarios de transporte de gas natural están obligados a publicar la capacidad disponible en sus sistemas mediante boletines electrónicos, entre otra información relevante de su permiso<sup>32</sup>.

Adicionalmente, en enero del 2018, CENAGAS publicará el boletín electrónico del SISTRANGAS, el cual contendrá información sobre la capacidad efectiva de transporte utilizada y disponible, por punto de inyección de este sistema, entre otra información relevante.

### 2.1 Demanda Nacional Histórica de Gas Natural

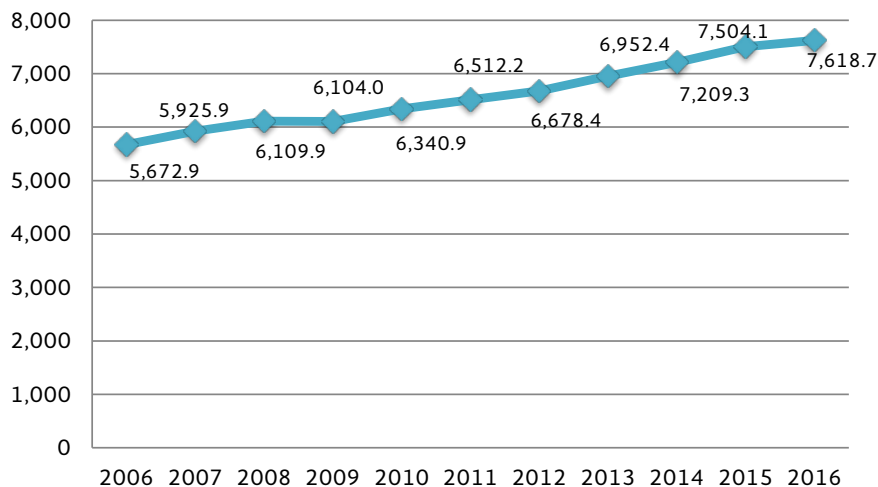
En la última década, la demanda nacional de gas natural ha incrementado 34.3% (véase Figura 2.1), principalmente por la ampliación en la generación de energía eléctrica a partir de éste combustible, mediante plantas de ciclo combinado. Ésta tecnología resulta más eficiente y sustentable en comparación a las plantas eléctricas que utilizan otro tipo de combustible fósil, debido a la menor generación de emisiones de CO<sub>2</sub> y a los elevados rendimientos de la energía contenida en el energético (alrededor del 60%), aunado a que el gas natural es un combustible de menor costo.

Por otra parte, el sector petrolero e industrial participan con un considerable porcentaje en la demanda de gas natural del país, mientras que los sectores residencial, servicios y de autotransporte han incrementado su demanda gradualmente y en sincronía al desarrollo de la infraestructura nacional del combustible.

---

<sup>32</sup> Capítulo IV de la Ley de Hidrocarburos, relativa al acceso abierto.

**FIGURA 2. 1 DEMANDA NACIONAL HISTÓRICA DE GAS NATURAL\***  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de IMP.

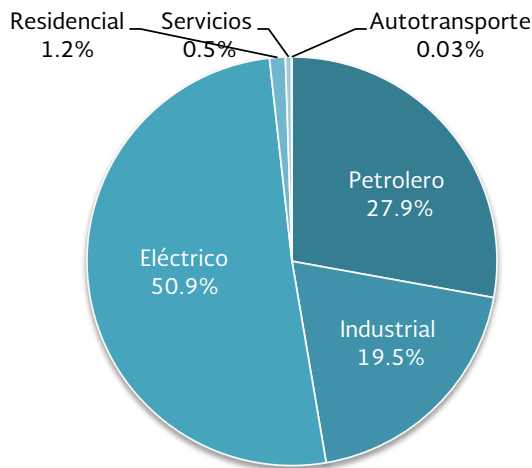
Nota: Para las demandas históricas y prospectivas se considera un promedio anual.

## 2.2 Demanda Nacional de Gas Natural por Sector

En 2016 la demanda nacional de gas natural registró un volumen de 7,618.7 mmpcd, 1.5% mayor respecto al año anterior.

- El sector eléctrico es el mayor demandante de gas natural en el país, al cierre de 2016 registró una participación de 50.9% (véase Figura 2.2).

**FIGURA 2. 2 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2016**  
(Porcentual)

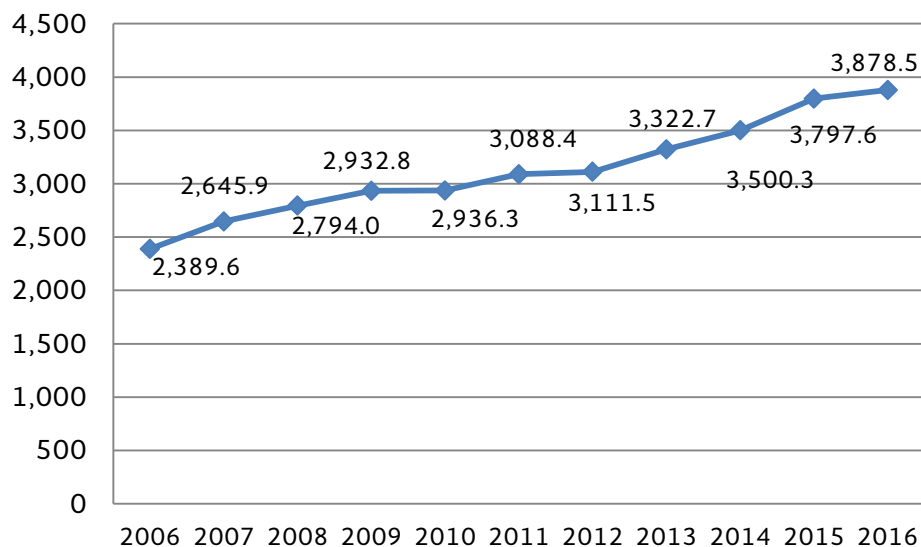


Fuente: SENER con Información de IMP.

## Sector Eléctrico

En la última década, la demanda de gas natural en éste sector ha presentado un incremento de 62.3%, pasando de 2,389.6 mmpcd en 2006 a 3,878.5 mmpcd en 2016, debido principalmente a que la CFE ha implementado una estrategia de reducción de combustibles caros y contaminantes (como el combustóleo y el diésel) por otros de menor costo y más amigables con el medio ambiente (como el gas natural), para sus procesos de generación de electricidad<sup>33</sup> (véase Figura 2.3).

**FIGURA 2. 3 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2006-2016**  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de IMP.

<sup>33</sup> Informe Anual CFE 2015, pág. 8.

Entre 2014 y 2016 la CFE convirtió siete centrales de generación termoeléctrica a combustión dual para que además de combustóleo, puedan utilizar gas natural para la generación de electricidad, cuyo precio y emisiones al ambiente es menor, además de prolongar de la vida útil de las centrales<sup>34</sup>.

En total, estas siete centrales representan más de 4,500 Megawatts (MW) de capacidad instalada y una inversión aproximada de 2,837 millones de pesos.

- 1) Puerto Libertad en Sonora (632 MW)
- 2) Juan de Dios Bátiz Paredes en Sinaloa (320 MW)
- 3) Emilio Portes Gil, en Tamaulipas (300mw)
- 4) Villa de Reyes, en San Luis Potosí (700 MW)
- 5) José Aceves Pozos, en Sinaloa (300 MW)
- 6) Manuel Álvarez Moreno, en Colima (700 MW)
- 7) Francisco Pérez Ríos, en Hidalgo (1,600 MW)

Además, a diciembre de 2016 la CFE ha impulsado la construcción de nueve centrales de generación de ciclo combinado las cuales representan una capacidad conjunta adicional de 6,137.20 MW y una inversión de 3,516.70 millones de dólares bajo esquemas de PIE (Productores Independientes de Energía) y OPF (Obra Pública Financiada) (Véase Cuadro 3.1)<sup>35</sup>.

**CUADRO 3. 1 CENTRALES DE GENERACIÓN DE CICLO COMBINADO EN CONSTRUCCIÓN**

#	Nombre de la central/Ubicación	Esquema	Tipo	Capacidad (MW)	Inversión (millones de dolares)	Operación Comercial	Avance 2016 (%)
1	Baja California III Ensenada, Baja	PIE	Ciclo Combinado	294	215.6	ene-17	99.2
2	Cogeneración Salamanca	OPF	Ciclo Combinado	373.1	319.9	mar-17	99.9
3	Centro I Yecapixtla, Morelos	OPF	Ciclo Combinado	642.3	439.8	abr-17	99.2
4	Empalme I Empalme Sonora	OPF	Ciclo Combinado	770.2	476.8	nov-17	76.8
5	Valle de México II Acolman, Edo de	OPF	Ciclo Combinado	615.2	425.3	ene-18	44.2
6	Empalme II Empalme, Sonora	OPF	Ciclo Combinado	791.2	397	abr-18	38.6
7	Noreste El Carmen, Nuevo León	PIE	Ciclo Combinado	857.2	345.5	jul-18	25.8
8	Noroeste Ahome, Sinaloa	PIE	Ciclo Combinado	887.3	334.4	ene-19	8.2
9	Norte III Cd. Juárez, Chihuahua	PIE	Ciclo Combinado	906.7	562.4	jun-19	33
<b>Total</b>				<b>6,137.20</b>	<b>3,516.70</b>		

Fuente: SENER con Información de CFE.

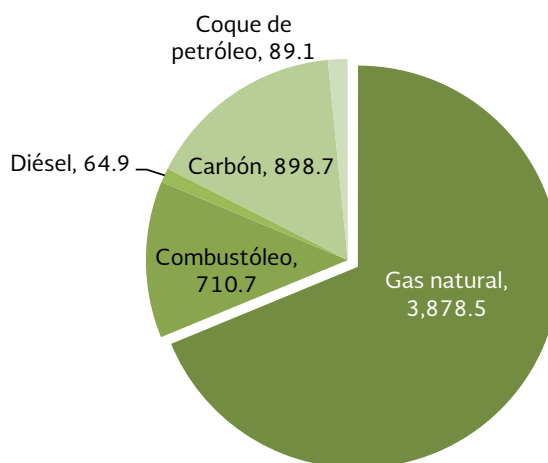
<sup>34</sup> Informe Anual CFE 2016, pág. 33.

<sup>35</sup> Informe Anual CFE 2016, pág. 55.



- Al cierre de 2016, la demanda de combustibles fósiles en éste sector fue de 5,641.9 millones de pies cúbicos de gas natural equivalente (mmpcdgne), 2.6 % mayor a 2015 (véase Figura 2.4).
- Por orden de importancia, el 68.7% del consumo fue de gas natural, 15.9% carbón, 12.6% combustóleo y finalmente coque de petróleo y diésel con 1.6% y 1.1% respectivamente.
- En relación a la demanda de gas natural, en 2016 se presentó un incremento de 2.05% respecto a 2015, alcanzando un volumen de 3,878.5 mmpcd.

**FIGURA 2. 4 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR ELÉCTRICO, 2016**  
(mmpcdgne)

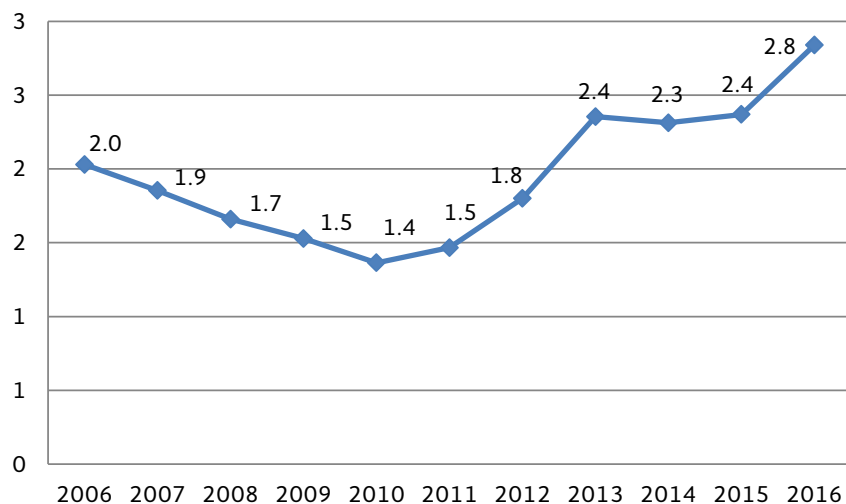


Fuente: SENER con Información de IMP.

## Sector Autotransporte

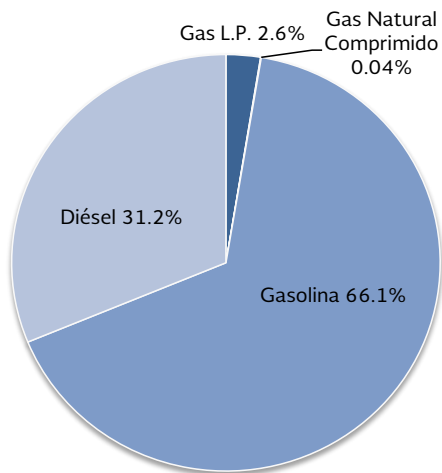
- En la última década, la demanda de gas natural en éste sector ha aumentado en 40% debido al incremento del 15.2% en el parque vehicular que utiliza éste combustible. (véase Figura 2.5).
- Durante 2016, la demanda nacional de combustibles fósiles en el sector autotransporte promedió 5,975.23 mmpcdgne, 2.8% mayor a 2015. El gas natural comprimido registró una demanda de 2.8 mmpcd, 16.6% mayor respecto a 2015, (véase Figura 2.6).

**FIGURA 2. 5 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL COMPRIMIDO EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE**  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de IMP.

**FIGURA 2. 6 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2016**



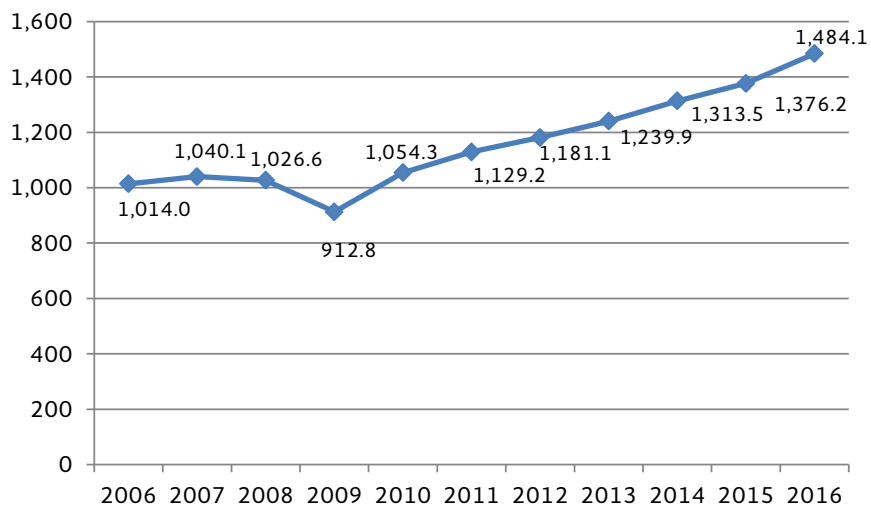
Fuente: SENER con Información de IMP.

## Sector Industrial

La demanda de gas natural en el sector industrial ha incrementado en 46.3 % en los últimos diez años, pasando de 1,014 mmpcd en 2006 a 1,484.1 en 2016 (véase Figura 2.7).

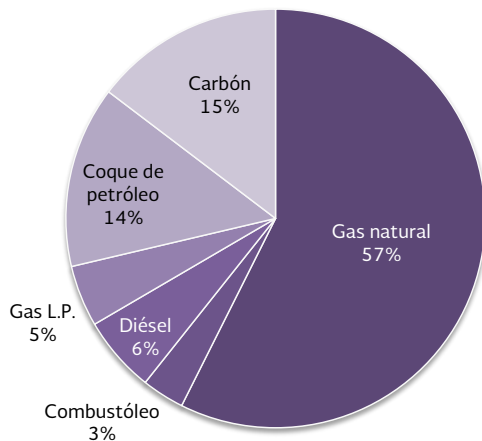
- En 2016, la demanda de combustibles fósiles en éste sector fue de 2,586.0 mmpcdgne, 6.8% mayor respecto al año anterior (véase Figura 2.8).
- El gas natural demandó 1,484.1 mmpcd, 7.8% mayor a 2015.

**FIGURA 2. 7 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR INDUSTRIAL**  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de IMP.

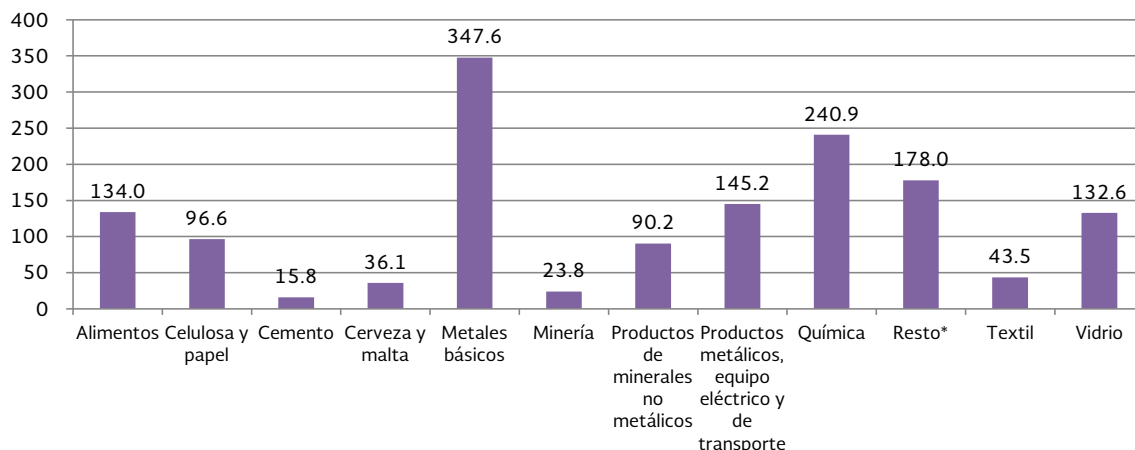
**FIGURA 2. 8 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2016**  
(Porcentual)



Fuente: SENER con Información de IMP.

- Las ramas del sector industrial, que mostraron el mayor consumo de combustibles, fueron la industria de los metales básicos y la industria química (véase Figura 2.9).

**FIGURA 2.9 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL DEL SECTOR INDUSTRIAL, 2016**  
(mmpcd)



\*El rubro resto incluye: agricultura, cría y explotación de animales, aprovechamiento forestal, pesca, construcción, industria de la madera, fabricación de muebles, colchones y persianas.

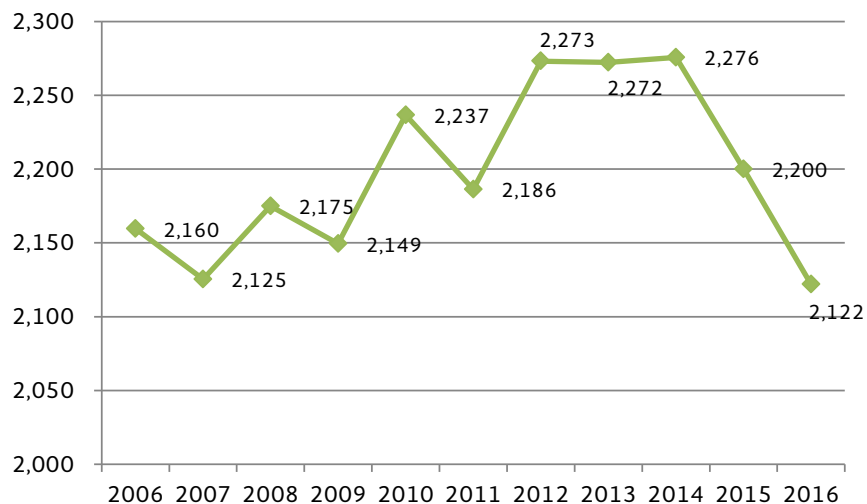
Fuente: SENER con Información de IMP.

## Sector Petrolero

El sector petrolero ha presentado una reducción de 1.7% en el uso de gas natural durante la última década, pasando de 2,160 mmpcd en 2006 a 2,122 mmpcd en 2016 (véase Figura 2.10).

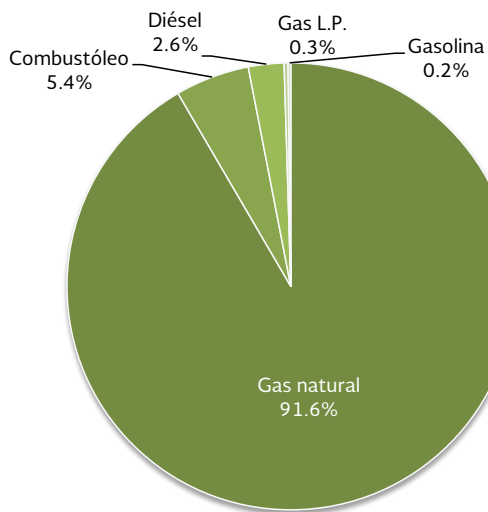
- En 2016, la demanda de combustibles de Pemex fue de 2,316.8 mmpcdgne, 6.6% menor al año anterior (véase Figura 2.11).
- El gas natural registró una demanda de 2,122 mmpcd, 3.5% menor respecto a 2015 (véase Figura 2.12).

**FIGURA 2. 10 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR PETROLERO, 2016**  
(mmpcd)



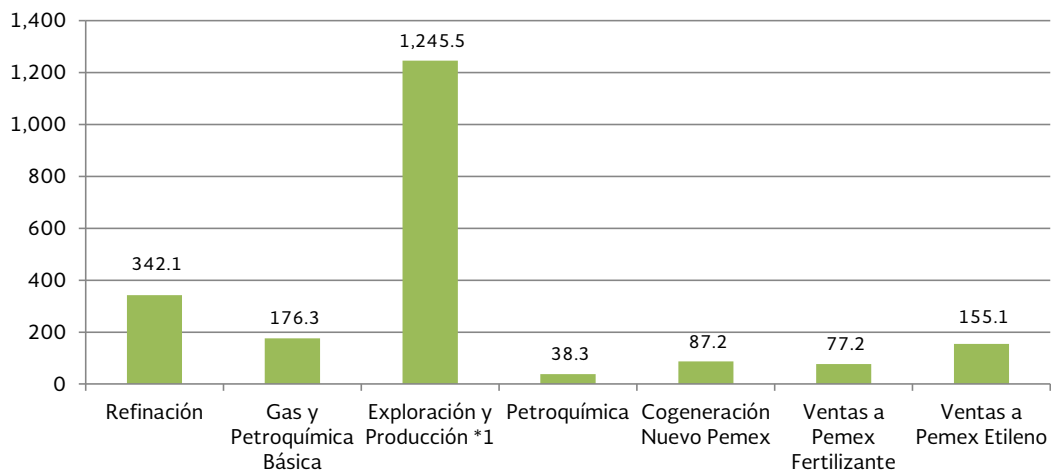
Fuente: SENER con Información de IMP.

**FIGURA 2. 11 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR PETROLERO, 2016**  
(porcentaje)



Fuente: SENER con Información de IMP.

**FIGURA 2. 12 CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL SECTOR PETROLERO, 2016**  
(mmpcd)



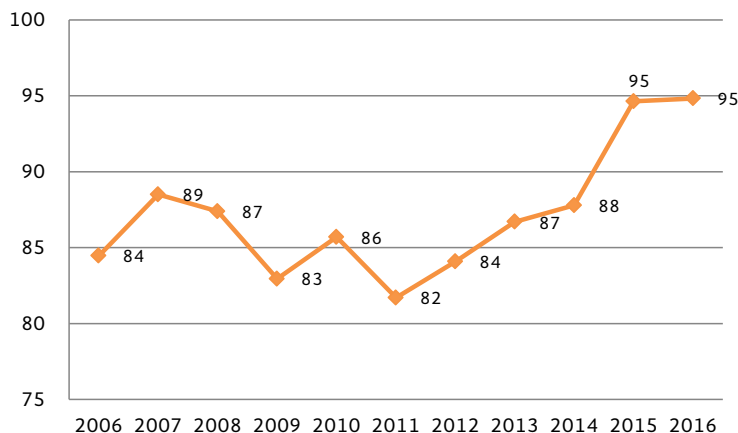
\*1 Incluye el consumo de la Compañía Nitrógeno de Cantarell.

Fuente: SENER con Información de IMP.

### Sector Residencial

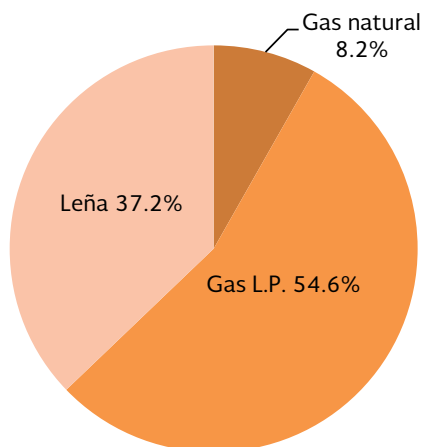
- En los últimos diez años la demanda de gas natural del sector residencial ha incrementado 12%, y durante 2016 se registró una demanda de 94.8 mmpcd (véase Figura 2.13).
- En 2016, la demanda de combustibles en el sector residencial registró un volumen de 1,158.1 mmpcdgne, el gas natural tuvo una participación de 8.2% (véase Figura 2.14).

**FIGURA 2. 13 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR RESIDENCIAL**  
(mmpcd)



Fuente: SENER con información de IMP.

**FIGURA 2. 14 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2016**  
(Porcentual)



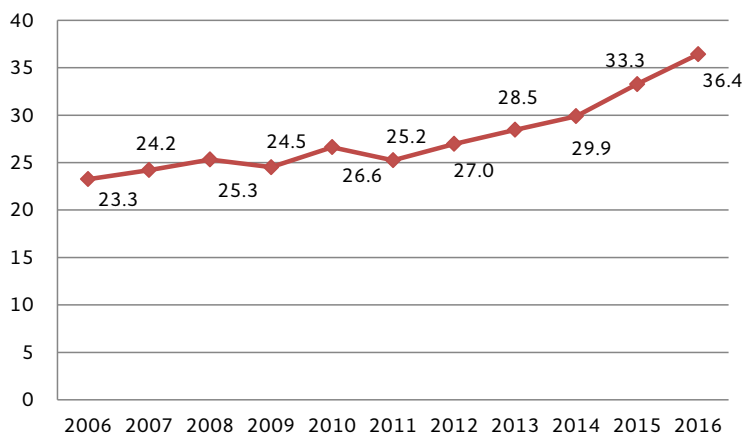
Fuente: SENER con Información de IMP.

## Sector Servicios

En los últimos diez años la demanda de gas natural del sector servicios ha incrementado 56% (véase Figura 2.15).

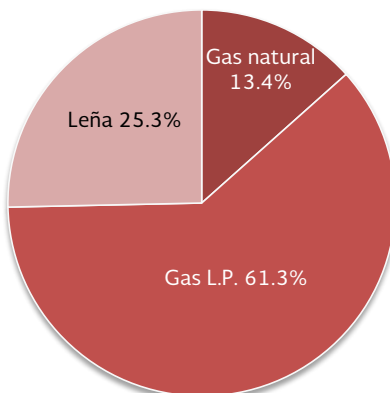
- La demanda de combustibles en el sector servicios al cierre de 2016 fue de 272.0 mmpcdgne, se incrementó en 1.6% con respecto a 2015, y la participación del gas natural fue de 13.4% (véase Figura 2.16).

**FIGURA 2. 15 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR SERVICIOS**  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de IMP.

FIGURA 2. 16 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR SERVICIOS, 2016  
(Porcentaje)



Fuente: SENER con Información de IMP.

### 2.3 Demanda Regional de Gas Natural

Para analizar la demanda de gas natural del país, éste se divide en cinco regiones de consumo: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste (véase Figura 2.17).

- A excepción de la región Centro, la cual disminuyó su demanda en un 3.7% con respecto a 2015; el resto de las regiones la aumentó.
- La región que tuvo la mayor participación en la demanda total nacional de gas natural, fue la Noreste, con una participación de 32.8%, por el contrario la región Noroeste presentó la menor demanda alcanzando un volumen de 608.1 mmpcd, lo cual representó una participación de 8.0% de la demanda total nacional.



**FIGURA 2. 17 DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL, 2016**  
(mmpcd)



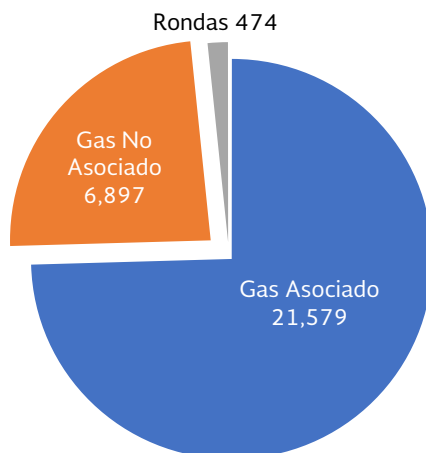
Fuente: SENER con Información de IMP.

## 2.4 Reservas Remanentes de Gas Natural

En la última década las reservas remanentes de gas natural en México, han disminuido 53.5%, debido a la volatilidad del precio del crudo, aunado a las variaciones del tipo de cambio y tasas de interés que presionaron a la baja actividad de producción por parte de Pemex.

- Al 1 de enero de 2017, las reservas remanentes totales de gas, alcanzaron un volumen de 28,950 mmpcd, 11.10% menor respecto al año anterior (véase Figura 2.18).
- Del total de las reservas calculadas al 1 de enero de 2017, el 74% considera a los yacimientos de aceite negro, aceite volátil y gas húmedo asociado libre, el 24% a los yacimientos de gas húmedo no asociado, gas seco y condensado y el 2% considera las reservas de gas comprendidas en la Ronda 1 que aún no se encuentran clasificadas por tipo de gas.

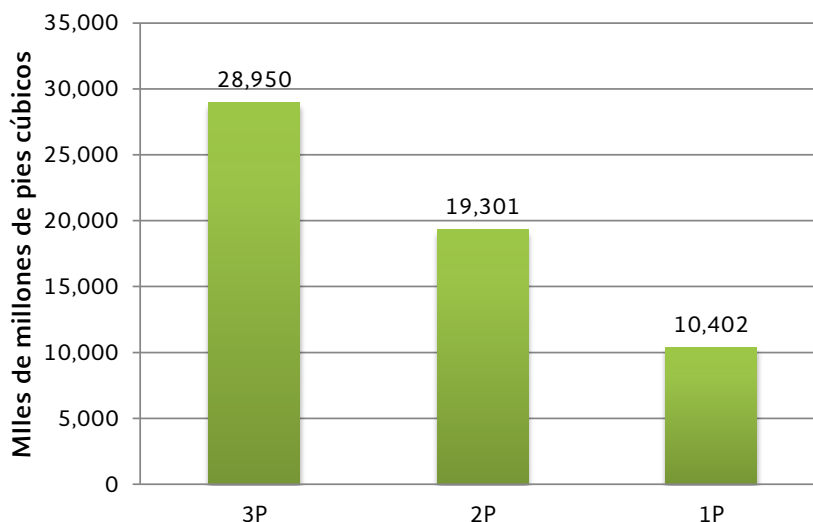
**FIGURA 2. 18 RESERVAS REMANENTES DE GAS NATURAL AL 1 DE ENERO DE 2017**  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de CNH.

- Al 1 de enero de 2017, las reservas probadas se ubicaron en 10,402 mmpcd, las reservas probables en 8,898.8 mmpcd y las posibles en 9,649.5 mmpcd (véase Figura 2.19).

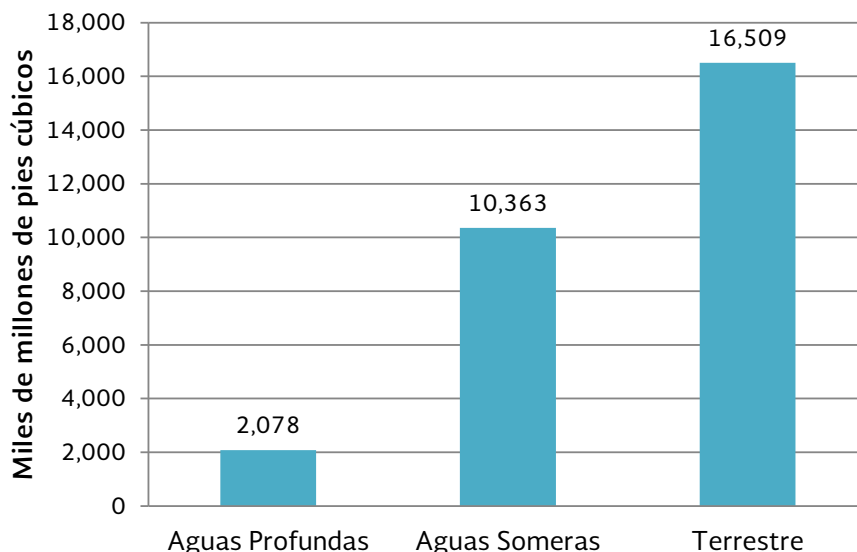
**FIGURA 2. 19 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL POR CATEGORIA, AL 1 DE ENERO DE 2017**



Fuente: SENER con Información de CNH.

- AL 1 de enero de 2017, el 57% de las reservas remanentes de gas natural se ubicaron en regiones terrestres, el 35.79% en regiones de aguas someras y el 7.17% en regiones de aguas profundas (véase Figura 2.20).

**FIGURA 2. 20 RESERVAS REMANENTES DE GAS NATURAL POR REGIÓN, AL 1 DE ENERO DE 2017**



Fuente: SENER con Información de CNH.

## 2.5 Producción de Gas Natural

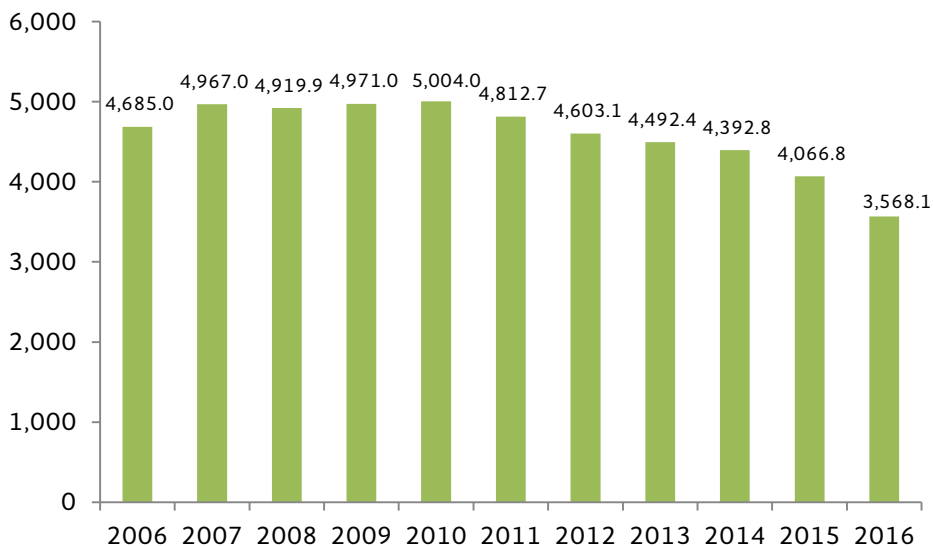
Las prácticas de licitación para la adjudicación de los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos denominadas Rondas México, permitirán incrementar la producción de gas natural en el mediano y largo plazo y a su vez acelerar el ritmo de restitución de reservas de hidrocarburos del país.

Derivado de la reforma, se podrá acceder a yacimientos no convencionales o de frontera y minimizar los riesgos para asegurar mejores retornos de inversión para el país<sup>36</sup>.

- En 2016, la producción de gas natural seco fue de 3,568.1 mmpcd, 12.2% menor con respecto a 2015 (véase Figura 2.21).
- Respecto a la producción de gas natural directo de campos, se clasifica en asociado y no asociado. Al cierre de 2016, el gas asociado promedió 4,545.5 mmpcd, volumen inferior en 5.8% con relación al año anterior, debido principalmente a una menor producción en los Activos de las regiones Marina Suroeste y Sur. El volumen de gas no asociado fue de 1,266.0 mmpcd, 19.6% menor a lo registrado en 2015.

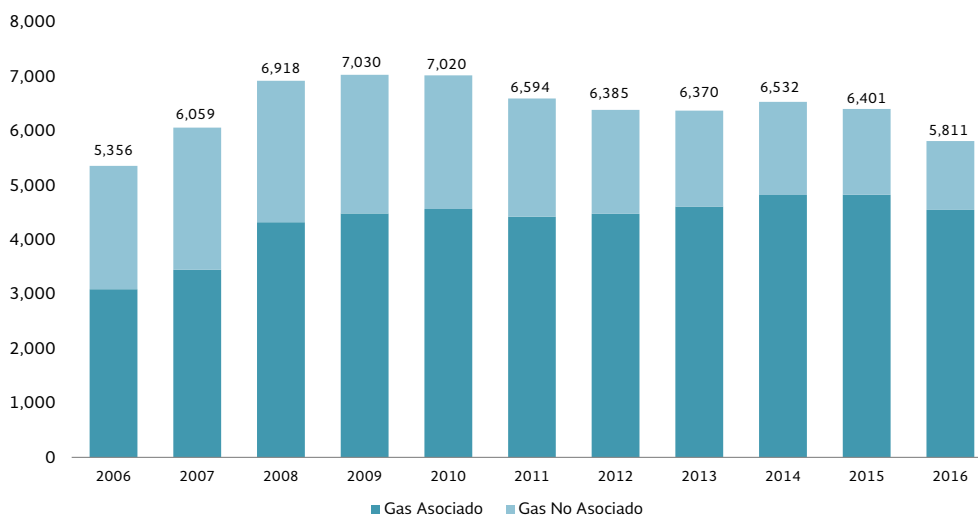
<sup>36</sup> Cuarto Informe de Gobierno 2015-2016, pág. 550

**FIGURA 2. 21 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL SECO**  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de IMP.

**FIGURA 2. 22 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE GAS NATURAL POR TIPO**  
(mmpcd)

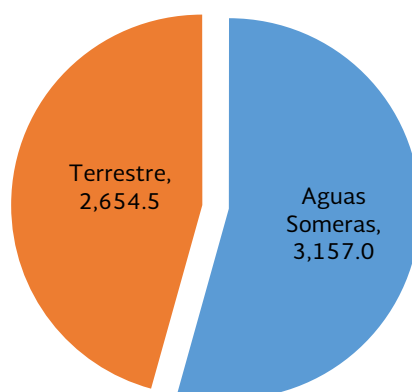


Incluye nitrógeno.

Fuente: SENER con Información de CNH.

- El 54.3% de la producción de gas en 2016 se obtuvo de cuencas de aguas someras y el 45.6% de cuencas terrestres (véase Figura 2.22).

FIGURA 2. 23 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN, 2016  
(mmpcd)

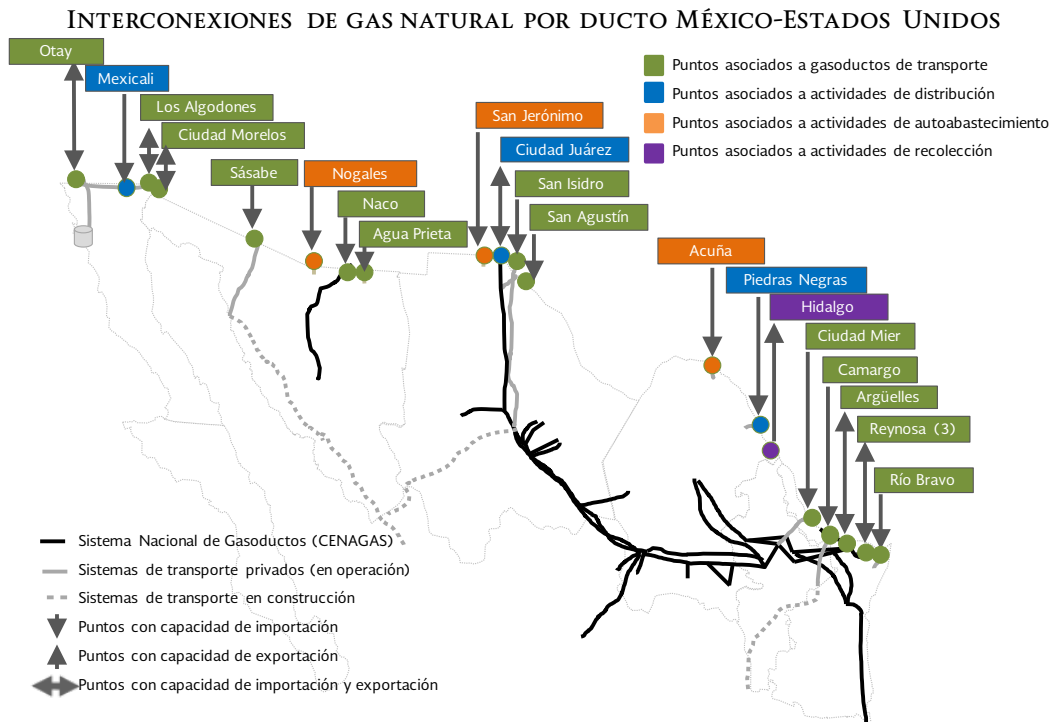


Fuente: SENER con Información de CNH.

## 2.6 Comercio Exterior de Gas Natural

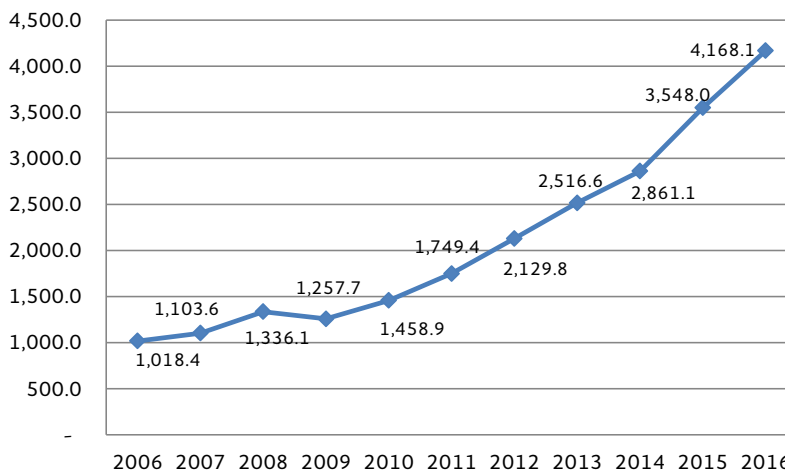
- Las importaciones de gas natural en el país se llevan a cabo por Pemex Logística, el sector eléctrico y empresas privadas. Pemex importó el 60.9% del volumen total ingresado al país, esto representó en consideración con el año anterior un aumento de 20%, el sector eléctrico importó el 32.3% lo cual representó una disminución de 20% con respecto a 2015 y finalmente los particulares representaron el 6.8 % del total de las importaciones.
- Al cierre de 2016, se registró un volumen de importación de 4,168.1 mmpcd, lo cual representó un aumento de 17.5% respecto al año anterior.
- Del volumen total importado, el 87.2% (3,791 mmpcd) fue ingresado al país mediante ductos de internación. Las importaciones de gas natural licuado tuvieron una participación de 12%, alcanzando un volumen de 527 mmpcd lo que significó una reducción de 27% con respecto al año anterior (véase Figura 2.24).

**FIGURA 2. 24 PUNTOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL EN MÉXICO, 2016**



Fuente: SENER con Información de IMP.

**FIGURA 2. 25 IMPORTACIÓN HISTÓRICA DE GAS NATURAL (mmpcd)**



Fuente: SENER con Información de IMP.

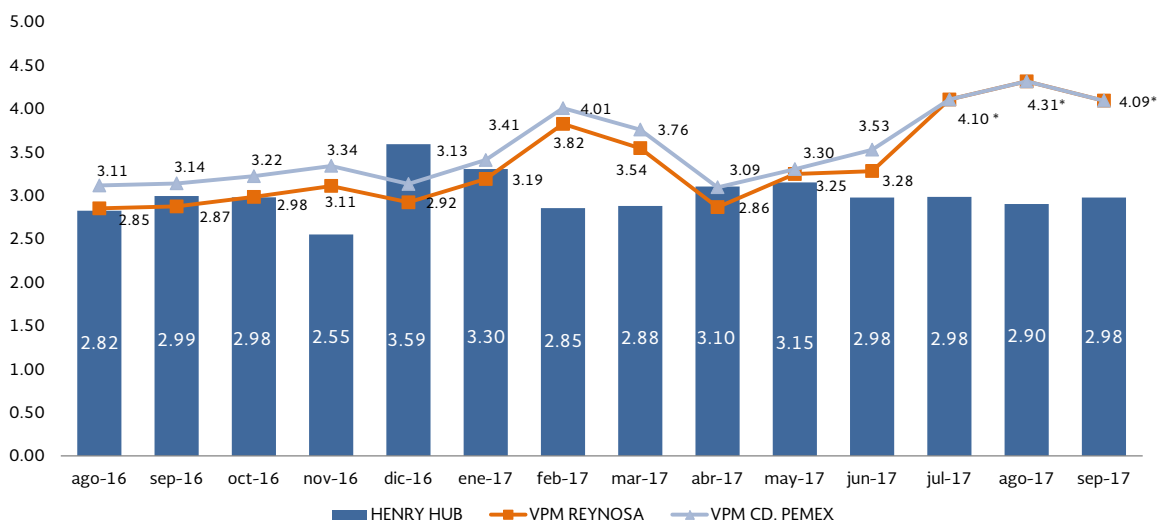
## 2.7 Precios de Gas Natural

A partir del 17 de junio de 2017 la CRE suspendió la publicación del precio máximo de VPM de gas natural y determinó que el precio al que la EPE, Petróleos Mexicanos realizará VPM de gas

natural se determinará mediante condiciones de mercado<sup>37</sup>, y a partir de ello la CRE determino la conveniencia de generar y publicar un Índice de referencia nacional de precios de gas natural al mayoreo (IPGN). Derivado de lo anterior la CRE determinó la conveniencia de generar y publicar mensualmente un Índice de referencia nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo (IPGN), el cual refleja los precios de las transacciones realizadas libremente por los comercializadores del mercado.

El IPGN será publicado en Pesos por Gigajoule (MXN/GJ) y en Dólares por Millón de unidades térmicas británicas (USD/MBtu), esto último con el fin de hacerlo comparable con los precios de referencia e índices de precios internacionales<sup>38</sup>. El 17 de agosto de 2017 se aprobó por parte de la CRE, la metodología para calcular cada mes el Índice de Referencia Nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo (IPGN), el cual se construirá con el precio promedio de las transacciones en el mercado mexicano<sup>39</sup>.

FIGURA 2. 26 PRECIOS DE REFERENCIA PARA GAS NATURAL EN MÉXICO.  
(USD/MMBTU)



\*A partir de julio de 2017, la CRE reporta mensualmente el Índice de Referencia Nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo (IPGN), derivado de la eliminación del precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano (VPM).

Fuente: SENER con datos de la CRE.

## 2.8 Infraestructura de Gas Natural

En seguimiento a la implementación de la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural dada a conocer en agosto de 2013, se continúa con los esfuerzos para garantizar el abasto de gas natural mediante la expansión de la red de transporte por ducto.

<sup>37</sup> Acuerdo Núm. A/026/2017 de la Comisión Reguladora de Energía que deja sin efectos la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano.

<sup>38</sup> Considerando Vigésimo del Acuerdo Núm. A/034/2014 por el cual la CRE da a conocer el índice de referencia nacional de precios de gas natural al mayoreo.

<sup>39</sup> <https://www.gob.mx/cre/documentos/indice-de-referencia-nacional-de-precios-de-gas-natural-al-mayoreo-ipgn?idiom=es>

## Avances en la Infraestructura de Gas Natural

- Desde el 1 de diciembre de 2012 hasta agosto de 2017, se han añadido 3,392 kilómetros a la red nacional de gasoductos, con un incremento de 21% respecto a noviembre de 2012 y se han concluido catorce nuevos gasoductos.
- Del 7 de junio de 2016 al 6 de junio de 2017 se concluyó el gasoducto Los Ramones Fase II Sur. CENAGAS lideró el proyecto que consistió en la construcción de un sistema de transporte de gas natural que va de Villa Hidalgo, San Luis Potosí a Apaseo El Alto, Guanajuato, con longitud de 291 kilómetros, capacidad máxima de 1,430 mmpcd e inversión de 945 millones de dólares.
- Entre julio de 2016 a marzo de 2017 se concluyeron dos nuevos gasoductos de internación el Waha-Presidio y Waha-San Elizario.
- En julio de 2016 la CFE licitó un contrato de servicio de transporte de gas natural por gasoducto: Sur de Texas-Tuxpan (marino). Este proyecto ampliará en 742 kilómetros la red de gasoductos y requerirá una inversión estimada en 2,111 millones de dólares.
- Se encuentran en construcción 9 proyectos: 1) El Encino–Topolobampo, , 5) El Encino–La Laguna, , 7) Nueva Era, 8) Tuxpan– Tula, 9) La Laguna–Aguascalientes, 10) Tula–Villa de Reyes, 11) Villa de Reyes–Aguascalientes–Guadalajara, 12) Samalayuca–Sásabe, y 13) Matamoros–Tuxpan (marino), los cuales conllevan una inversión de 6,706 millones de dólares y que representan un incremento de 4,129 kilómetros a la red<sup>40</sup>.
- Al cierre de 2016, la CRE tenía vigentes 57 permisos de transporte de acceso abierto de gas natural por medio de ductos, de los cuales 34 están en operación y 23 en construcción, éstos permisos representan una longitud total de 18,994.4 kilómetros (Cuadro 2.1).

---

<sup>40</sup> Quinto Informe de Gobierno



**CUADRO 2. 1 PERMISOS DE TRANSPORTE DE ACCESO ABIERTO DE GAS NATURAL, 2016**

	Permisionario	Inicio operaciones	Longitud (km)	Volumen promedio mmpcd	Inversión (millones de dólares)	Estatus
1	Kinder Morgan Gas Natural de México, S. de R. L. de C. V.	20/03/2003	138.6	532,287.0	45.0	Operando
2	Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	20/12/1997	37.9	280.8	18.2	Operando
3	Igasamex San José Iturbide, S. de R. L. de C. V.	18/03/1998	5.0	2.1	0.4	Operando
4	Energía Mayakan, S. de R. L. de C. V.	30/09/1999	786.9	53,489.9	276.9	Operando
5	Tejas Gas de Toluca, S. de R. L. de C. V.	28/02/2003	175.3	46.6	31.0	Operando
6	Finsa Energéticos, S. de R. L. de C. V.	26/06/1998	7.9	1,592,269.2	0.3	Operando
7	Gasoductos del Bajío, S. de R. L. de C. V.	03/04/2001	204.2	47,477.1	56.5	Operando
8	Transportadora de Gas Natural de Baja California, S. de R. L. de C. V.	15/06/2000	48.0	97.0	28.4	Operando
9	Gasoducto Rosarito, S. de R. L. de C. V.	01/09/2002	302.4	275.4	124.4	Operando
10	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	12/12/2002	12.5	105.0	6.6	Operando
11	Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V.	12/11/2003	114.2	1,330.6	238.7	Operando
12	Gasoducto del Río, S. A. de C. V.	01/08/2003	57.9	170,161.6	39.3	Operando
13	Conceptos Energéticos Mexicanos S. de R. L. de C. V.	18/12/2003	1.6	0.6	0.8	Operando
14	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R. L. de C. V.	01/12/2014	356.3	392,444.7	225.7	Operando
15	Tarahumara Pipeline, S. de R. L. de C. V.	30/07/2013	383.9	64,758.3	368.8	Operando
16	Energía Occidente de México, S. de R. L. de C. V.	15/06/2011	310.5	392,444.7	486.4	Operando
17	Gasoducto de Morelos, S. A. P. I. de C. V.	15/04/2016	172.2	24,331.8	238.0	Operando
18	Gasoductos del Noreste, S. de R. L. De C. V.	01/12/2014	116.4	1,789.9	486.8	Operando
19	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	24/12/2014	864.3	81.8	1,046.0	Operando
20	Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	29/08/2014	174.9	12.6	60.0	Operando
21	TAG Pipelines Norte, S. de R. L. de C. V.	01/06/2016	451.6	619,036.9	1,287.0	Operando
22	Infraestructura Energética Monarca, S. de R.L. de C.V. (antes Transportadora de Gas Natural del Noroeste)	19/07/2017	950.6	-	1,027.5	En construcción
23	TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.	01/06/2016	291.5	617,465.5	896.7	Operando
24	Arguelles Pipeline, S. de R. L. de C. V.	19/10/2015	2.9	110.7	10.0	Operando
25	ATCO Pipelines, S. A. de C. V.	Sin operar	14.8	-	43.1	En construcción

\*Continúa en la siguiente página

Fuente: CRE

	Permisionario	Inicio operaciones	Longitud (km)	Volumen promedio mmpcd	Inversión (millones de dólares)	Estatus
26	Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	Sin operar	5.1	-	1.7	En construcción
27	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	Sin operar	221.2	-	373.6	En construcción
28	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	31/03/2017	28.5	27.2	157.7	Operando
29	Compañía de Gas Natural Santa Rosa, S. de R. L. de C. V.	18/02/2016	10.2	1.0	0.8	Operando
30	Transportadora de Gas de Trancoso, S. A. de C. V.	Sin operar	2.8	-	0.6	En construcción
31	Fermaca Pipeline El Encino, S. de R. L. de C. V.,	Sin operar	465.1	-	819.2	En construcción
32	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	Sin operar	1.9	-	0.9	En construcción
33	Centro Logístico Jalisco, S.A. de C.V.	Sin operar	3.3	-	0.5	En construcción
34	Midstream de México S. de R.L. de C.V.	Sin operar	275.6	-	515.0	En construcción
35	Energía Infra, S. A. P. I. de C. V.	30/06/2016	1.9	-	2.3	Operando
36	Gas Natural Río Blanco, S. de R. L.	Sin operar	6.2	-	0.9	En construcción
37	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	01/09/2016	9.9	29.4	11.9	Operando
38	Merigas Sur, S. de R.L. de C.V.	Sin operar	0.2	-	0.3	En construcción
39	Consumidora Industrial de Hidalgo, S. de R.L. de C.V.	Sin operar	4.8	-	1.1	En construcción
40	Industrias Derivadas del Etileno S. R. L. de C. V.	Sin operar	0.1	-	0.4	En construcción
41	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	21/10/2016	0.7	0.2	0.6	Operando
42	Siderúrgica de Linares, S. A. de C. V.	Sin operar	3.6	-	2.3	En construcción
43	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R. L. de C. V.	Sin operar	287.8	-	585.5	En construcción
44	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R. L. de C. V.	Sin operar	408.5	-	596.5	En construcción
45	GN del Valle, S. R. L. de C. V.	Sin operar	5.2	-	1.0	En construcción
46	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	Sin operar	43.7	-	11.1	En construcción
47	Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	Sin operar	15.4	-	11.1	En construcción
48	Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	Sin operar	23.4	-	24.0	En construcción
49	Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	Sin operar	48.4	-	2.1	En construcción
50	Centro Nacional de Control de Gas Natural	18/03/1999	8,704.0	141,926.1	436.5	Operando
51	Centro Nacional de Control de Gas Natural	02/06/1999	339.0	2,101.3	22.1	Operando
52	Pemex Logística	01/01/2016	701.5	NP	285.9	Operando
53	Pemex Logística	01/01/2016	19.0	NP	2.6	Operando
54	Pemex Logística	01/01/2016	29.3	NP	3.7	Operando
55	Pemex Logística	04/08/2016	523.4	NP		Operando
56	Fermaca Pipeline de Occidente, S. de R. L. de C. V.	Sin operar	378.7	-	1,000.0	En construcción
57	Fermaca Pipeline La Laguna, S. de R. L. de C. V.	Sin operar	443.8	-	555.0	En construcción
<b>Total nacional</b>			<b>18,994.4</b>	<b>4,654,384.9</b>	<b>12,469.2</b>	

NP=No Presento

Fuente: CRE

- Respecto a los permisos de distribución de gas natural, al cierre de 2016 la CRE contabilizó 23 con una longitud acumulada de 67, 918 kilómetros y una cobertura de 3.3 millones de usuarios distribuidos a lo largo del país (Cuadro 2.2).

**CUADRO 2. 2. DATOS Y COMPROMISOS QUINQUENALES DE LOS PERMISIONARIOS DE DISTRIBUCIÓN, AL CIERRE DE 2016.**

Permisos de distribución de gas natural por región	Al Cierre de su Quinquenio						Al cierre de 2016		
	Localización	Longitud (km)	Volumen promedio diario (mmpcd)	Volumen de gas natural promedio diario (Gcal)	Cobertura de usuarios	Inversión (miles de dólares)1/	Cobertura de usuarios	Volumen de gas natural conducido (Gcal)	Longitud de red acumulada (km)
<b>Total nacional</b>		<b>67,918</b>	<b>1,170</b>	<b>338,008</b>	<b>3,386,821</b>	<b>773,913</b>	<b>2,642,092</b>	<b>116,589,080</b>	<b>54,618</b>
<b>Total Región Noreste</b>		<b>35,012</b>	<b>495</b>	<b>175,223</b>	<b>1,543,373</b>	<b>160,136</b>	<b>1,532,289</b>	<b>48,187,177</b>	<b>34,250</b>
1 Compañía Nacional de Gas Q4/	Piedras Negras	723	10	2,493	12,719	-	12,442	1,178,481	736
2 Ecogas México (antes DGN de Chihuahua) Q4/	Chihuahua	2,354	31	7,636	72,619	36,874	72,544	3,787,408	2,153
3 Gas Natural México (Saltillo) Q4/	Saltillo-Ramos Arispe-Arteaga	2,644	27	6,497	101,397	-	96,527	2,785,568	2,827
4 Compañía Mexicana de Gas Q4/	Monterrey	3,797	66	15,738	170,862	13,730	136,711	5,156,070	3,036
5 Gas Natural México (Nuevo Laredo) Q4/	Nuevo Laredo, Tamaulipas	1,153	4	884	34,155	6,489	34,011	314,310	1,220
6 Gas Natural de Juárez Q4/	Ciudad Juárez	5,166	6	1,553	269,336	43,706	248,865	2,594,110	4,788
7 Tractebel GNP Q4/	Río Pánuco	877	35	64,606	46,564	-	41,843	3,787,443	830
8 Tamauligas Q4/	Norte de Tamaulipas	1,049	11	2,619	24,114	3,956	20,439	1,028,541	1,015
9 Gas Natural México (Monterrey) Q4/	Monterrey	15,874	255	60,967	770,252	20,099	838,082	23,788,392	16,598
10 Ecogas México (antes DGN La Laguna-Durango) Q4/	Torreón-Gomez Palacio-Ciudad Lerdo-Durango	1,074	11	2,771	31,293	16,125	30,820	1,093,046	1,020
11 Gas Natural del Noroeste (Río Pánuco) Q1/	Río Pánuco	302	39	9,457	10,062	19,157	5	2,673,807	26
<b>Total Región Centro</b>		<b>21,897</b>	<b>445</b>	<b>106,451</b>	<b>1,422,865</b>	<b>418,663</b>	<b>808,532</b>	<b>45,952,652</b>	<b>11,500</b>
12 Gas Natural México (Toluca) Q4/	Toluca	1,098	41	9,933	47,461	10,703	38,490	3,685,740	977
13 Comercializadora Metrogas Q4/	Ciudad de México	7,475	112	26,862	730,197	255,150	484,376	6,202,230	4,240
14 Consorcio Mexi-Gas Q4/	Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo	6,967	143	34,296	350,628	-	191,216	13,661,813	4,230
15 Gas Natural del Noroeste (Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo) Q	Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo	472	4	846	17,294	47,625	4,507	13,855,074	291
16 Natgasmex Q4/	Puebla-Tlaxcala	2,011	56	13,425	114,633	-	89,878	5,841,398	1,662
17 Gas Natural del Noroeste (Veracruz) Q1/	Veracruz	3,654	29	6,864	135,846	76,059	34	2,217,179	80
18 Gas Natural del Noroeste (Morelos) Q1/	Morelos	221	59	14,224	26,806	29,126	31	489,217	19
<b>Total Región Centro - Occidente</b>		<b>9,207</b>	<b>203</b>	<b>49,745</b>	<b>381,387</b>	<b>127,298</b>	<b>272,105</b>	<b>19,665,093</b>	<b>7,757</b>
19 Tractebel Digagro Q3/	Querétaro	1,766	60	15,047	73,119	81,381	68,731	6,325,705	1,602
20 Gas Natural México (Bajo) Q4/	Zona Bajo Norte, Silao-León-Irapuato	6,065	90	21,457	253,877	17,354	172,415	7,364,582	4,410
21 Tractebel DGJ Q3/	Guadalajara	1,376	53	13,241	54,391	28,563	30,959	5,974,806	1,744
<b>Total Región Noroeste</b>		<b>1,801</b>	<b>27</b>	<b>6,589</b>	<b>39,196</b>	<b>67,816</b>	<b>29,166</b>	<b>2,784,159</b>	<b>1,112</b>
22 Ecogas México (antes DGN de Mexicali) Q4/	Mexicali	622	19	4,777	14,288	21,544	15,975	2,438,738	556
23 Gas Natural del Noroeste (Sonora) Q3/	Hermosillo	1,179	8	1,813	24,908	46,271	13,191	345,421	556

1/Tipo de cambio a junio de 2017.

Q1/Empresas que se encuentran en el primer periodo de cinco años.

Q2/Empresas que se encuentran en el segundo periodo de cinco años.

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: CRE

Además de la red de ductos, la infraestructura actual de gas natural comprende 9 complejos procesadores de gas natural, operados por Pemex Transformación Industrial, asimismo, integra 3 terminales de regasificación de gas natural licuado con capacidad de regasificación de hasta 2900 mmpcd, las cuales actúan también como terminales de almacenamiento con una capacidad de 920,000 m<sup>3</sup> y 22 estaciones de compresión ubicados cada 60 u 80 km a lo largo de un gasoducto y su operación consiste en recomprimir el gas para mantener su presión y flujos especificados. Capítulo Tres Mercado Prospectivo de Gas Natural

## CAPÍTULO TRES MERCADO PROSPECTIVO DE GAS NATURAL

Este apartado muestra la prospectiva del Mercado de Gas Natural, con un horizonte de planeación de 15 años. Para la determinación de la plataforma de producción de gas natural que se presenta, se trabajó de manera conjunta con Pemex, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía.

Se consideran dos escenarios de producción, mínimo y máximo, los cuales se determinaron en base a los perfiles de extracción de Pemex y a los perfiles prospectivos de los bloques adjudicados en las Rondas de licitación propuestos por la CNH.

El componente de extracción incluye campos productores descubiertos, por lo que se tiene certeza de la existencia de recursos en el subsuelo, aunque se tiene incertidumbre de la cantidad de recursos existentes.

Respecto a la clasificación de los campos de extracción se consideró de la siguiente forma:

Campos asignados a **PEMEX**

Asignación de campos en producción

Asignación de campos en producción con planes de migración a contratos

Asignación de áreas de resguardo (Asignaciones AR)

Asignación de áreas de exploración en las que se han descubierto reservas de hidrocarburos (Asignaciones AE)

Campos del **Estado**

Campos de extracción licitados

Campos de extracción por licitar (en resguardo por PEMEX)

Por otro lado, el componente de exploración cuenta con información de las oportunidades exploratorias que podrían ser descubiertas y desarrolladas y tienen asociado un nivel de riesgo y un nivel de incertidumbre.

En la estimación de los escenarios de producción, se determinó qué oportunidades exploratorias tienen buena probabilidad de ser desarrolladas con éxito en los próximos 15 años, bajo el marco legal que rige al sector energético en México, y el esquema de adjudicaciones y asignaciones de bloques a través de Rondas de licitación (bloques de gas y aceite para áreas terrestres, áreas marinas someras y áreas marinas profundas). Se consideran los resultados de las licitaciones 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 2.1, 2.2, y 2.3 como bloques ya adjudicados

El universo de oportunidades se distribuye en tres secciones: aquellas que fueron asignadas a PEMEX en la Ronda Cero; las que se consideran dentro del Plan Quinquenal para ser licitadas durante el periodo 2015-2019; y las que no han sido asignadas a PEMEX y no se incluyen dentro del Plan Quinquenal, pero que pueden ser licitadas en periodos posteriores.

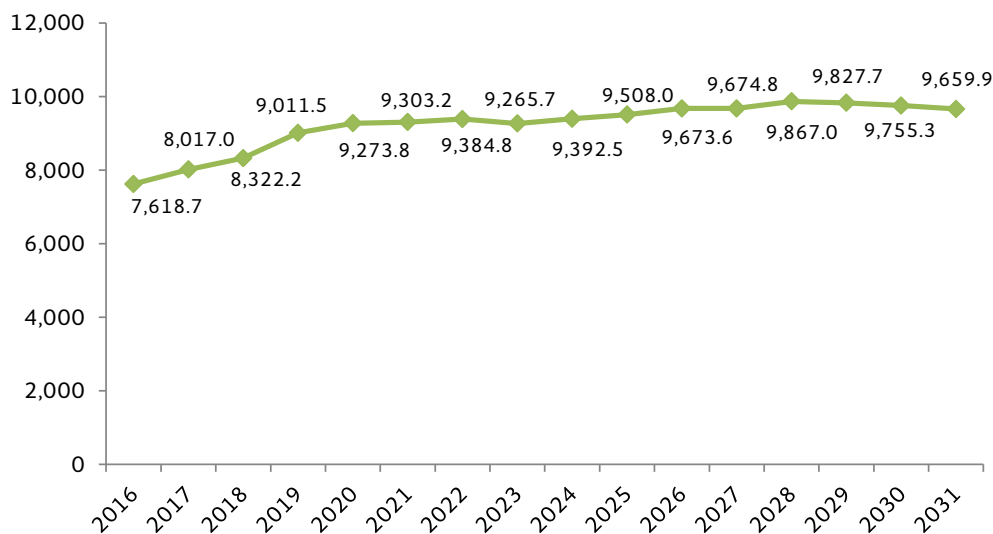
Una vez que se determina que oportunidades estarán activas en cada escenario, se les aplica un perfil tipo de producción e inversión en capital para cada tipo de campo (terrestre, aguas someras, y aguas profundas).

Para la elaboración de la demanda nacional de gas natural 2017-2031, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) es el encargado de realizar las proyecciones de la demanda de combustibles, a partir de variables macroeconómicas, tales como el PIB nacional e industrial, precio de referencia, demandas tendenciales, así como el desarrollo de nueva infraestructura de gasoductos en el país, entre otras.

### 3.1 Demanda Nacional de Gas Natural

En 2031 se estima que la demanda de gas natural incremente 26.8% respecto a 2016, alcanzando un volumen de 9,656.9 mmpcd. El incremento está asociado a la expansión de la infraestructura de gas natural así como a la entrada en operación de varias centrales a ciclo combinado (que van desde los 50 MW como es el caso de las extensiones de los PIE centrales Saltillo y Valle Hermoso, hasta 1,113 MW como Tamazunchale III) que por sus factores de planta demandarán considerablemente éste energético y a los proyectos de Pemex Cogeneración (Cadereyta, Madero, Minatitlán, Morelos y Salina Cruz) tendrán una capacidad instalada promedio de 411 MW y un consumo medio de gas natural asociado a la generación de electricidad del orden de 27 mmpcd cada uno de ellos.

**FIGURA 3. 1 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL, 2016-2031**  
(mmpcd)

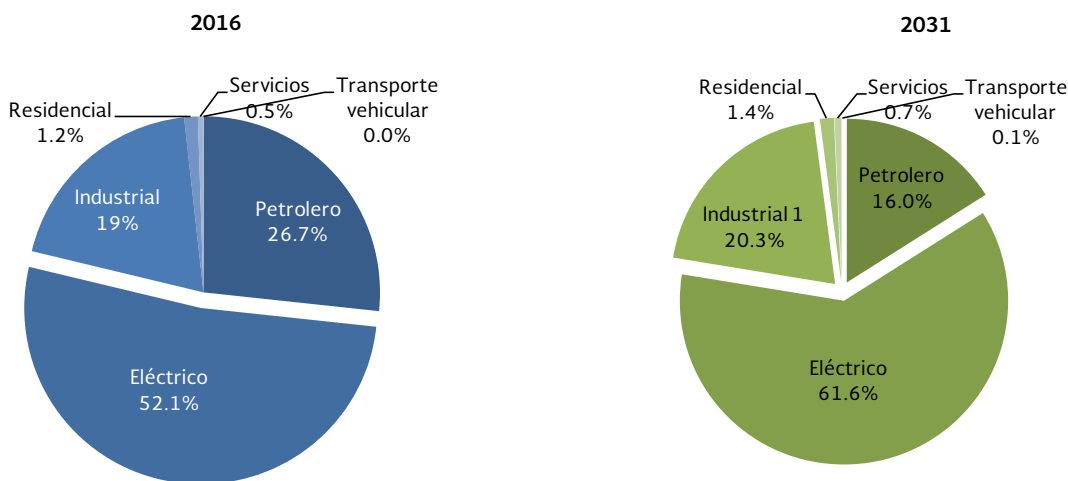


Fuente: SENER con base en información del IMP.

### 3.2 Demanda sectorial de Gas Natural

En 2031, la demanda se incrementará en la mayoría de los sectores, a excepción del sector petrolero, la cual disminuirá 24% respecto a 2016. Para 2031 el sector eléctrico consumirá el 61.6%, con un volumen de 5,947.2 mmpcd, ubicándose como el mayor consumidor de gas natural; le siguen los sectores industrial con 20.3% de participación; petrolero con 16.0%; residencial y servicios con 1.4% y 0.7% respectivamente; y finalmente, el sector autotransporte con 0.1% (véase Figura 3.2).

**FIGURA 3. 2 DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2016-2031.**  
(mmpcd)



Nota1: el sector industrial incluye Proyecto Etileno XXI.

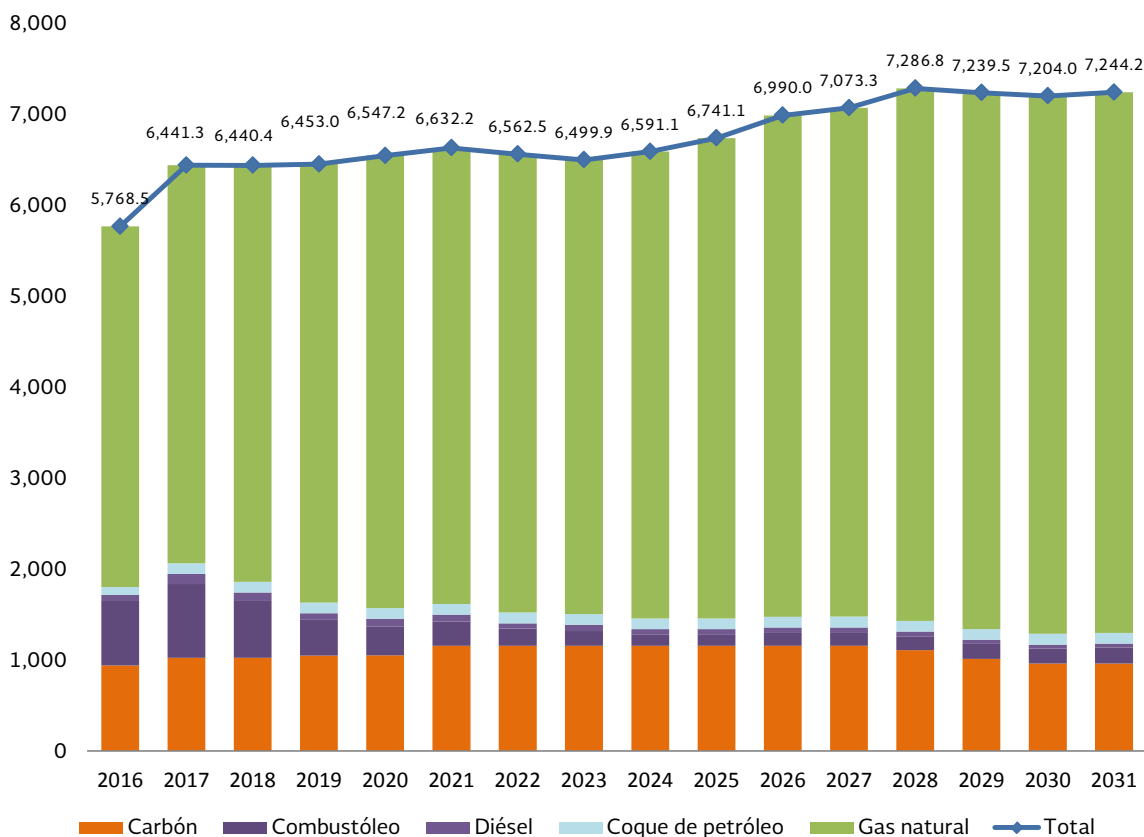
Fuente: SENER con información de IMP,

### Sector Eléctrico

En 2031, el sector eléctrico tendrá una demanda de combustibles fósiles de 7,244.2 mmpcdgne, lo que representará un incremento de 25.6% respecto a 2016, mientras que el combustóleo y diésel disminuirán su demanda en 74.9% y 36.8% respectivamente, mientras que el uso de gas natural, coque de petróleo y carbón incrementará en 50.0%, 32.1% y 2.3% respectivamente (véase Figura 3.3).

FIGURA 3. 3 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2016-2031

(mmpcdgne)



Fuente: SENER con Información de IMP.

El gas natural tendrá un porcentaje de participación de 82% en el consumo total de combustibles, de una demanda de 3,965.7 mmpcd en 2016 pasará a 5,947.2 mmpcd en 2031, resultado de la implementación del mercado de gas natural en nuestro país, del desarrollo de la infraestructura y de la estrategia de CFE para sustituir combustibles caros y contaminantes por combustibles más eficientes y sustentables como lo es el gas natural, dicha estrategia forma parte de las metas de energía limpia que establece la Ley de Transición Energética publicada en diciembre de 2015 con el objeto regular el aprovechamiento sustentable de la energía así como las obligaciones en materia de Energía Limpias y de *reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica*.

Entre 2014 y 2016 la CFE convirtió siete centrales de generación termoeléctrica a combustión dual para que además de combustóleo, puedan utilizar gas natural para la generación de electricidad, cuyo precio y emisiones al ambiente es menor, además de prolongar de la vida útil de las centrales<sup>41</sup>.

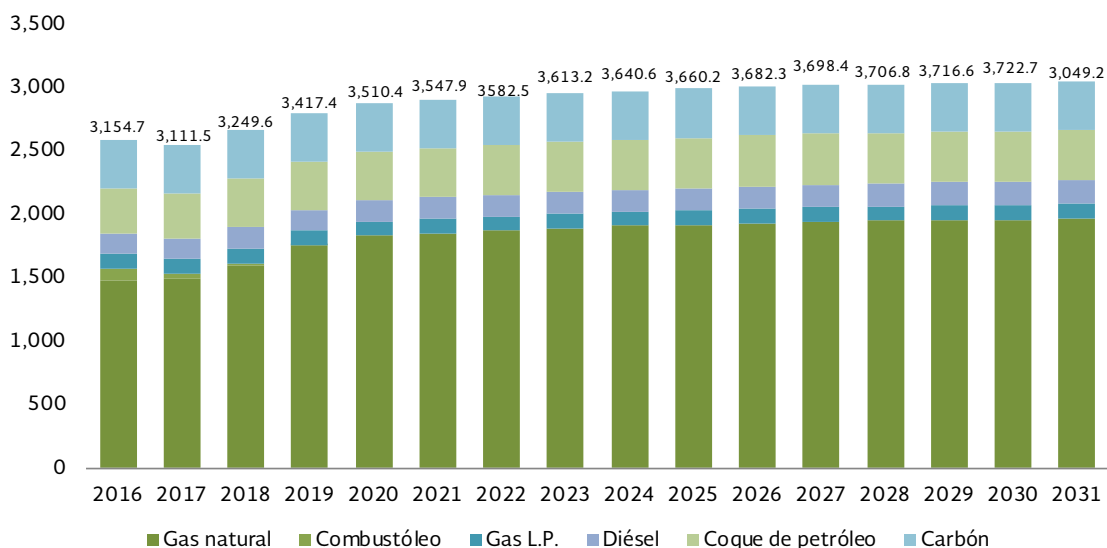
<sup>41</sup> Informe Anual CFE 2016, pág. 33.

## Sector Industrial

Se espera que en 2031, la demanda de combustibles fósiles en éste sector alcance un volumen de 3,049.2 mmpcdgne, lo que representará una reducción de 3.3% respecto a 2016. Los combustibles que disminuirán su demanda serán el combustóleo y gas L.P. en 100% y 2.1%, respectivamente. Por el contrario el gas natural incrementará en 32.3%, seguido del diésel con un incremento de 19.9%, el coque de petróleo con 10.2% y finalmente carbón con 0.9% .

La demanda de gas natural, pasará de 1,484.1 mmpcd a 1,964.1 mmpcd en 2031, representando el 64.4% de la demanda total de combustible fósiles en éste sector (Véase Figura 3.4).

**FIGURA 3. 4 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2016-2031**  
(mmpcdgne)



Fuente: SENER con Información de IMP.

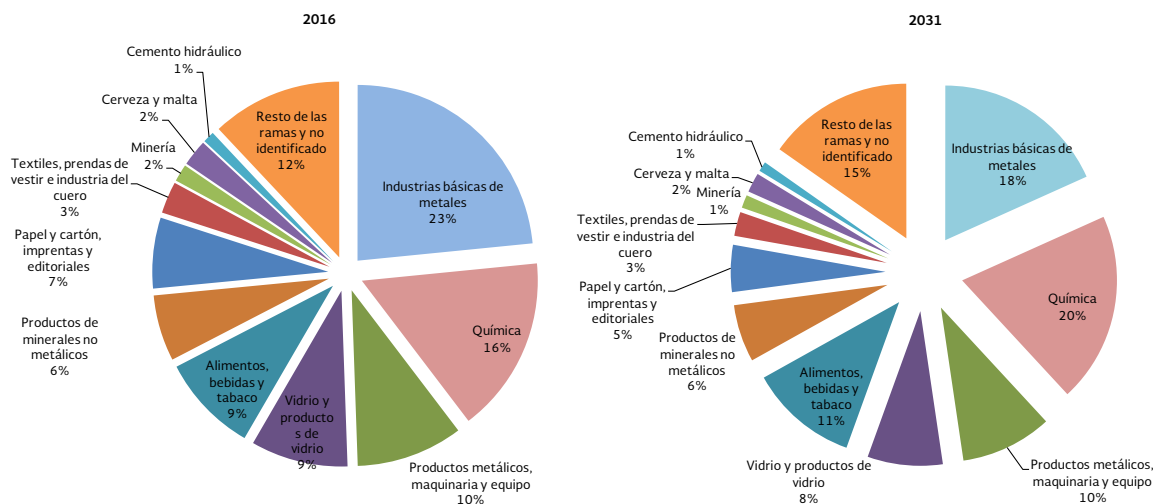
En 2031, se estima que la industria química será la que más consumirá gas natural con una participación de 19.9%, lo que representará una demanda de 390.1 mmpcd, por el contrario, la industria de cemento hidráulico consumirá únicamente 20.3 mmpcd, lo que representa una participación de 1.0% (véase Figura 3.5).

Cabe mencionar que el nuevo desarrollo de la industria química en Topolobampo (Sinaloa) comprende una planta de amoníaco cuyo consumo de gas se usará como materia prima y como combustible. Se estima que dicha planta tendrá un consumo diario de 110 mmpcd<sup>42</sup>

<sup>42</sup> Coordinación General de Proyectos Estratégicos. Gobierno de Sinaloa.



**FIGURA 3. 5 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR GRUPO DE RAMAS, 2016-2031**  
(porcentaje)



Fuente: SENER con Información de IMP.

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 utilizarán gas natural, nueva infraestructura de transporte y el consumo de gas natural comprimido). La demanda tendencial alcanzará un volumen de 1,667.6 mmpcd en 2031, lo que representará un incremento de 11.4% respecto a 2017, por otra parte, la demanda no tendencial pasará de 0.0 mmpcd en 2017 a 296.5 mmpcd en 2031 (véase Cuadro 3.1)

**CUADRO 3. 1. DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR COMPONENTE DE PROYECCIÓN, 2017-2031.**  
(mmpcd)

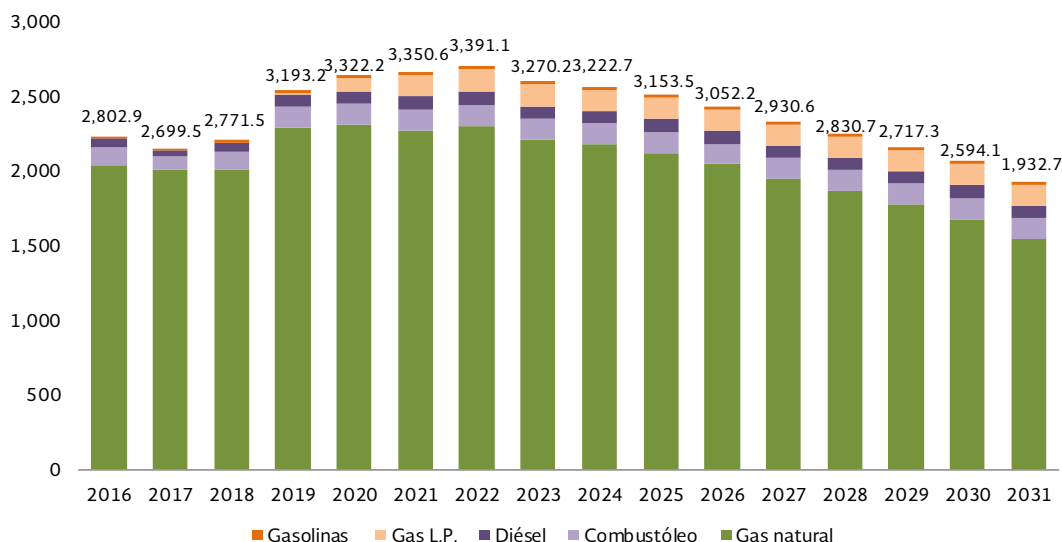
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	tmca 2017-2031
<b>Total</b>	1,496.8	1,667.1	1,961.8	2,109.1	2,132.9	2,156.1	2,176.2	2,195.7	2,209.7	2,223.0	2,235.4	2,243.9	2,249.6	2,254.1	2,260.6	3.3
<b>Demanda tendencial</b>	1,496.8	1,518.9	1,536.3	1,556.1	1,573.4	1,590.2	1,604.8	1,618.9	1,629.1	1,638.9	1,648.1	1,654.5	1,658.9	1,662.5	1,667.6	0.8
<b>Demanda no tendencial</b>	0.0	74.1	212.7	276.5	279.8	282.9	285.7	288.4	290.3	292.1	293.7	294.7	295.4	295.8	296.5	n.a.
Proyectos industriales		45.9	151.7	209.6	211.6	213.5	215.1	216.8	217.7	218.5	219.2	219.5	219.4	219.2	219.2	n.a.
Gas natural comprimido			4.7	9.4	9.5	9.6	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.6	9.6	n.a.
Desarrollos de distribución		28.2	56.3	57.5	58.7	59.9	60.9	61.9	62.9	63.8	64.7	65.5	66.3	67.0	67.8	n.a.

Fuente: SENER con información de IMP.

## Sector Petrolero

En 2031, la demanda de combustibles en el sector petrolero alcanzará un volumen de 1,932.7 mmpcdgne, lo que representará una disminución de 31.0% respecto a 2016. El combustible más empleado en éste sector continuará siendo el gas natural con una participación de 80.0%, sin embargo, presentará una disminución de 24%, pasando de 2,034.8 mmpcd a 1,546.7 mmpcd en 2031% (véase Figura 3.6). La contribución del gas L.P. se estima sea de 7.3%, combustóleo 7.2%, diésel 4.4%, y gasolina con 1.0 % (véase Figura 3.6).

**FIGURA 3. 6 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2016-2031.**  
(mmpcdgne)



Fuente: SENER con Información de IMP.

### Sector Residencial

En 2031, se estima que la demanda de combustibles en el sector residencial presente una disminución de 7.2% respecto a 2016, pasando de 1,164.3 mmpcdgne a 1,080.3 mmpcdgne en 2031, ésta disminución de combustibles se asocia a la penetración que tendrán los calentadores solares de agua, la mejora en la eficiencia térmica de los equipos de calentamiento convencionales y se estima una tendencia hacia el uso más racional del agua además de la sustitución de la estufa para cocción de alimentos por energía eléctrica.

El gas L.P. seguirá siendo el combustible más utilizado en éste sector con una participación de 54.5%, seguido de la leña con una contribución de 33.2%, y, finalmente, el gas natural con 12.3%. La demanda de gas natural incrementará 40.0% pasando de 94.8 mmpcd en 2016 a 132.8 mmpcd en 2031, este incremento se debe a la sustitución de gas L.P. y leña por gas natural (véase Cuadro 3.2).

**CUADRO 3. 2. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2016-2031.**  
(mmpcdgne)

Año	Gas LP (mmpcdgne)	Leña (mmpcdgne)	Gas natural (mmpcd)	Total (mmpcdgne)
2016	632.6	436.9	94.8	1,164.3
2017	611.6	438.1	96.6	1,146.2
2018	599.3	431.0	100.6	1,131.0
2019	593.8	425.7	104.8	1,124.3
2020	593.0	418.8	108.5	1,120.3
2021	592.8	414.5	111.9	1,119.2
2022	592.1	408.1	115.0	1,115.2
2023	591.1	402.9	117.7	1,111.6
2024	590.5	396.0	120.3	1,106.7
2025	589.9	391.7	122.6	1,104.3
2026	589.7	386.0	124.8	1,100.4
2027	589.6	380.7	126.8	1,097.0
2028	589.7	374.2	128.7	1,092.5
2029	589.9	370.4	130.4	1,090.7
2030	590.2	363.2	132.0	1,085.4
2031	589.2	358.3	132.8	1,080.3
<b>tmca</b>	<b>-0.5</b>	<b>-1.3</b>	<b>2.3</b>	<b>-0.5</b>

Fuente: SENER con Información de IMP.

## Sector Servicios

En 2031, la demanda de combustibles en el sector servicios alcanzará un volumen de 323.5 mmpcdgne, lo que representará una disminución de 3.3% respecto a 2016. Al igual que en el sector residencial, el gas L.P. será el combustible más utilizado en el sector servicios, alcanzando un volumen de 203.6 mmpcdgne en 2031, lo que representará un aumento de 22.2% respecto a 2016 y una participación de 62.9% del total de los combustibles, seguido del gas natural con una participación de 19.6%, y un incremento de 73.8% y finalmente la leña pasara de 69.9 mmpcd a 56.6 mmpcd, con una participación de 17.5% (véase Cuadro 3.3).

**CUADRO 3. 3. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2016-2031.**  
(mmpcdgne)

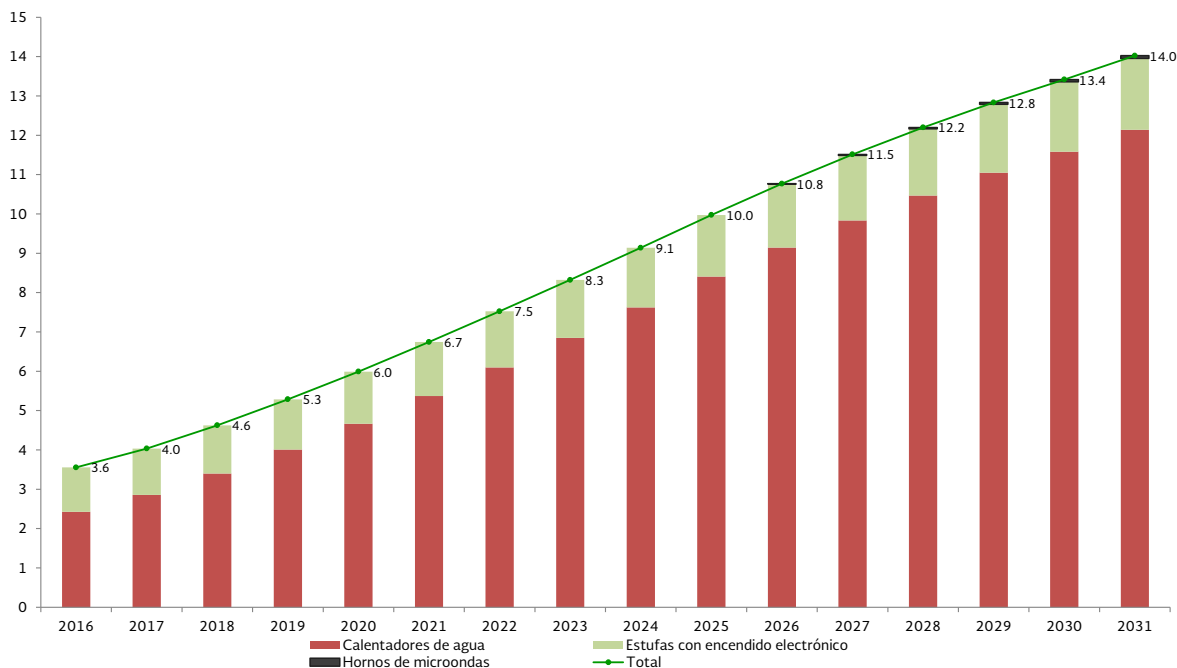
Año	Gas LP (mmpcdgne)	Leña (mmpcdgne)	Gas natural (mmpcd)	Total (mmpcdgne)
2016	166.7	69.9	36.4	334.5
2017	165.4	69.0	37.5	332.7
2018	164.9	68.1	38.8	332.3
2019	165.6	67.2	40.4	333.4
2020	166.9	66.1	41.9	335.1
2021	168.9	65.3	43.8	338.1
2022	171.3	64.5	45.6	342.0
2023	173.9	63.5	47.4	346.2
2024	176.8	62.5	49.3	350.6
2025	179.9	61.8	51.2	355.4
2026	183.3	60.9	53.2	360.7
2027	186.8	60.0	55.2	366.1
2028	190.6	59.1	57.2	371.8
2029	194.7	58.1	59.2	377.6
2030	199.0	57.4	61.2	384.1
2031	203.6	56.6	63.3	323.5
<b>tmca</b>	<b>1.3</b>	<b>1.4</b>	<b>3.8</b>	<b>-0.2</b>

Fuente: SENER con Información de IMP.

Se espera que en 2031 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 14.0 mmpcd.

La mayor parte de los ahorros se encuentran vinculados a eficiencia de calentadores, el cual alcanzará un volumen de 12.1 mmpcd lo que representará el 86.5% del total de los ahorros, le siguen los ahorros por encendido electrónico con un volumen de 1.8 mmpcd y una participación de 13.0 %, y finalmente el ahorro derivado de la incorporación de hornos de microondas será de 0.1 mmpcd, y una participación de 0.5% (véase Figura 3.7).

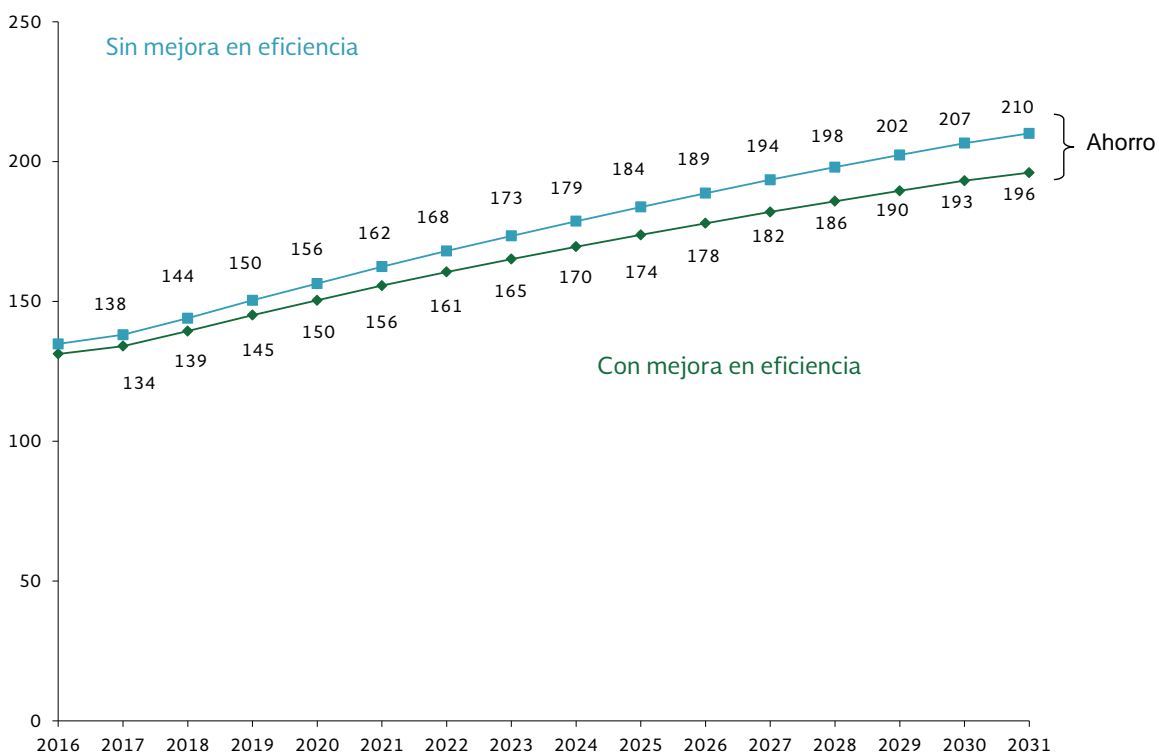
FIGURA 3. 7. AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS, 2016-2031.  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de IMP.

Para estimar el ahorro de gas natural en los sectores residencial y servicios 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, por lo que se espera que, en 2031, la demanda de gas natural alcance un volumen de 210.1 mmpcd. Por otra parte, la demanda de gas natural en el escenario con eficiencia alcanzará un volumen de 196.1 mmpcd para ese mismo año. En este sentido, se espera que al final del periodo se tenga un ahorro de gas natural acumulado de 139.9 mmpcd (véase figura 3.8).

**FIGURA 3. 8. AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS, 2016-2031.**  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de IMP.

### Sector Autotransporte

Se estima que en 2031, la demanda de combustibles en el sector autotransporte registre un volumen de 7,526.1 mmpcdgne, lo que significará un aumento de 26.0% respecto a 2016. La gasolina continuará siendo el principal combustible empleado en este sector con un volumen de 4,738.7 mmpcdgne, lo que representará una participación de 63.0% del total de la demanda, seguido del diésel con una participación de 35.2%, y finalmente, gas L.P. y gas natural con una participación de 1.8% y 0.1% respectivamente (véase Cuadro 3.5).

**CUADRO 3. 4. DEMANDA DE GASOLINAS, GAS L.P. CARBURANTE Y GAS NATURAL COMPRIMIDO Y DIÉSEL EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2016-2031.**

(mmpcdgne)

Año	Gasolina	Diesel	Gas LP	Gas natural comprimido	Total
2016	3,952.2	1,865.1	155.1	2.8	5,975.2
2017	3,909.9	1,920.8	155.0	3.2	5,988.9
2018	3,986.0	1,969.1	151.0	3.4	6,109.5
2019	4,043.4	2,026.4	149.2	3.7	6,222.7
2020	4,100.5	2,080.3	150.1	4.1	6,335.0
2021	4,164.8	2,152.4	151.3	4.4	6,472.9
2022	4,258.8	2,219.9	152.1	4.8	6,635.6
2023	4,331.1	2,272.6	151.3	5.1	6,760.1
2024	4,395.0	2,316.1	150.1	5.4	6,866.6
2025	4,467.0	2,366.6	148.1	5.6	6,987.4
2026	4,526.1	2,418.8	146.1	5.7	7,096.7
2027	4,582.6	2,471.1	144.2	5.8	7,203.8
2028	4,616.2	2,515.7	142.1	5.9	7,279.8
2029	4,663.8	2,564.3	140.2	6.0	7,374.2
2030	4,703.2	2,609.7	137.7	6.0	7,456.7
2031	4,738.7	2,646.7	134.8	5.9	7,526.1
<b>tmca</b>	<b>1.2</b>	<b>2.4</b>	<b>-0.9</b>	<b>5.0</b>	<b>1.6</b>

Fuente: SENER con Información de IMP.

### 3.3 Demanda regional de Gas Natural

En 2031, la demanda de gas natural alcanzará un volumen de 9,659.9 mmpcd, lo que representará un incremento de 26.8% respecto a 2016. Se espera que en 2031 la demanda de gas natural en la región Noreste alcance un volumen de 3,170.8 mmpcd, la entidad federativa con mayor demanda será Nuevo León con 1,172.9 mmpcd, y por el contrario Coahuila presentará la menor demanda con 255.5 mmpcd.

La región Sur-Sureste, alcanzará una demanda de 2,812.3 mmpcd en 2031, la entidad federativa que presentará la mayor demanda de gas natural será Veracruz con 1,353.7 mmpcd, mientras que la entidad federativa de menor demanda será Quintana Roo con 1.7 mmpcd. 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 los estados de Veracruz, Oaxaca y Chiapas, los cuales contribuirán a satisfacer los requerimientos del energético.

En 2031, se estima que la demanda de gas en la región Centro-Occidente alcance un volumen de 1,478.3 mmpcd, la entidad federativa con la mayor demanda será San Luis Potosí, con 448.9 mmpcd, en contraste, Zacatecas presentará la menor demanda con 10.3 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 882.6 mmpcd, siendo el Estado de México el de mayor demanda con 363.9 mmpcd, y por el contrario Tlaxcala con 43.1 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 Hidalgo, Estado de México y Morelos.

Finalmente, la demanda de gas natural en la región Noroeste será de 1,315.9 mmpcd, siendo Baja California quien presentará la mayor demanda, con 481.8 mmpcd, y el estado de Sonora quien registre la menor demanda con 406.7 mmpcd. El incremento en ésta región se debe a la entrada de nuevas centrales de generación de ciclo combinado, en Baja California, Sonora y Sinaloa, con inversiones bajo esquemas de PIE y OPF <sup>43</sup>.

**CUADRO 3. 5. CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL POR ESTADO, 2016-2031.**  
(mmpcd)

Estado	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	tmca 2016- 2031
<b>Total nacional</b>	<b>7,618.7</b>	<b>8,017.0</b>	<b>8,322.2</b>	<b>9,011.5</b>	<b>9,273.8</b>	<b>9,303.2</b>	<b>9,384.8</b>	<b>9,265.7</b>	<b>9,392.5</b>	<b>9,508.0</b>	<b>9,673.6</b>	<b>9,674.8</b>	<b>9,867.0</b>	<b>9,827.7</b>	<b>9,755.3</b>	<b>9,659.9</b>	<b>1.6</b>
<b>Noroeste</b>	<b>608.1</b>	<b>639.7</b>	<b>668.3</b>	<b>958.6</b>	<b>1,065.1</b>	<b>1,089.3</b>	<b>1,121.1</b>	<b>1,098.7</b>	<b>1,167.7</b>	<b>1,187.9</b>	<b>1,183.9</b>	<b>1,195.9</b>	<b>1,232.8</b>	<b>1,326.7</b>	<b>1,333.4</b>	<b>1,315.9</b>	<b>5.3</b>
Baja California	330.7	283.9	286.5	285.5	258.3	264.8	321.4	321.6	432.4	440.0	438.7	440.7	506.6	511.0	488.9	481.8	2.5
Sinaloa		71.1	71.2	311.4	358.0	359.9	352.5	331.0	331.8	333.3	334.1	335.0	335.0	426.8	427.1	427.5	n.a.
Sonora	277.4	284.6	310.6	361.6	448.9	464.6	447.2	446.1	403.5	414.6	411.1	420.3	391.2	389.0	417.5	406.7	2.6
<b>Noreste</b>	<b>2,499.5</b>	<b>2,580.1</b>	<b>2,819.6</b>	<b>2,909.6</b>	<b>2,965.7</b>	<b>2,905.9</b>	<b>2,927.3</b>	<b>2,895.6</b>	<b>2,880.6</b>	<b>2,877.4</b>	<b>3,002.1</b>	<b>3,038.2</b>	<b>3,219.4</b>	<b>3,163.6</b>	<b>3,170.8</b>	<b>3,170.8</b>	<b>1.6</b>
Chihuahua	333.6	339.3	423.4	450.1	451.3	453.1	450.1	457.4	454.5	458.0	573.2	584.5	603.9	518.8	523.1	525.7	3.1
Coahuila	273.2	255.9	243.4	243.5	250.1	251.3	253.7	255.1	252.8	256.4	252.4	255.1	254.7	256.3	256.5	255.5	-0.4
Durango	184.2	206.2	205.2	207.9	213.1	198.2	190.3	190.0	191.1	190.5	191.2	191.2	297.2	298.6	302.9	300.8	3.3
Nuevo León	780.2	877.5	993.5	1,077.9	1,087.2	1,025.9	1,032.3	1,001.6	1,001.8	1,011.4	1,024.1	1,058.2	1,105.1	1,160.0	1,191.0	1,172.9	2.8
Tamaulipas	928.3	901.3	954.0	930.1	963.9	977.4	1,000.8	991.5	980.5	961.0	961.2	949.3	958.4	930.0	897.3	915.8	-0.1
<b>Centro - Occidente</b>	<b>1,203.1</b>	<b>1,068.4</b>	<b>1,093.7</b>	<b>1,162.4</b>	<b>1,235.0</b>	<b>1,275.0</b>	<b>1,252.7</b>	<b>1,257.9</b>	<b>1,259.7</b>	<b>1,356.6</b>	<b>1,488.8</b>	<b>1,493.4</b>	<b>1,487.0</b>	<b>1,490.1</b>	<b>1,492.8</b>	<b>1,478.3</b>	<b>1.4</b>
Aguascalientes	35.1	36.8	37.9	38.8	39.8	40.8	41.8	42.6	43.4	44.2	45.0	45.7	46.4	47.1	47.7	48.4	2.2
Colima	253.2	208.3	208.3	208.3	207.7	208.3	208.3	208.3	207.7	208.3	208.3	208.3	207.7	208.3	208.3	208.3	-1.3
Guanajuato	309.5	211.1	229.9	280.7	282.4	283.9	286.0	288.9	288.3	289.9	290.8	291.9	292.3	293.2	293.8	294.5	-0.3
Jalisco	89.3	92.7	94.4	96.0	155.2	174.0	177.2	178.5	179.6	180.6	181.3	182.1	182.4	182.5	184.0	170.2	4.4
Michoacán	132.5	136.2	140.2	144.3	144.8	145.4	145.7	145.9	146.1	146.3	146.4	146.5	146.6	146.6	146.8	146.8	0.7
Querétaro	147.0	144.9	141.0	144.3	148.3	151.8	152.2	152.9	153.3	153.6	152.9	154.1	152.1	151.0	150.9	150.9	0.2
San Luis Potosí	226.5	228.6	232.1	240.0	246.7	260.6	231.1	230.5	230.8	323.3	453.8	454.4	449.0	451.0	451.0	448.9	4.7
Zacatecas	10.1	9.8	9.9	10.0	10.1	10.2	10.3	10.3	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.3	0.2
<b>Centro</b>	<b>885.1</b>	<b>916.2</b>	<b>946.8</b>	<b>1,031.6</b>	<b>984.7</b>	<b>966.6</b>	<b>984.1</b>	<b>917.7</b>	<b>836.7</b>	<b>837.0</b>	<b>837.8</b>	<b>839.6</b>	<b>870.1</b>	<b>870.0</b>	<b>881.9</b>	<b>882.6</b>	<b>0.0</b>
Ciudad de México	72.2	61.9	61.5	63.9	66.6	69.8	72.0	73.5	75.1	76.4	77.7	78.9	79.7	79.3	81.4	80.8	0.8
Hidalgo	238.0	266.5	268.4	299.7	271.3	242.4	246.9	184.8	126.0	128.1	128.3	128.4	126.6	126.6	126.6	126.6	-4.1
México	341.8	287.4	311.0	351.5	379.5	383.6	389.1	389.5	369.2	364.6	365.5	366.3	371.4	363.6	365.2	363.9	0.4
Morelos	22.3	79.6	83.2	83.3	32.1	30.5	31.2	27.4	26.8	26.0	24.9	23.8	50.1	58.2	66.6	68.1	7.7
Puebla	176.2	183.9	184.4	193.6	195.0	199.5	203.3	200.9	197.8	199.8	198.9	199.4	199.4	199.7	199.9	200.1	0.9
Tlaxcala	34.7	36.8	38.3	39.7	40.3	40.8	41.5	41.7	41.8	42.2	42.5	42.8	43.0	42.6	42.3	43.1	1.5
<b>Sur-Sureste</b>	<b>2,422.8</b>	<b>2,812.6</b>	<b>2,793.9</b>	<b>2,949.4</b>	<b>3,023.2</b>	<b>3,066.4</b>	<b>3,099.8</b>	<b>3,095.8</b>	<b>3,247.8</b>	<b>3,249.1</b>	<b>3,161.1</b>	<b>3,107.6</b>	<b>3,057.7</b>	<b>2,977.3</b>	<b>2,876.4</b>	<b>2,812.3</b>	<b>1.0</b>
Campeche	482.1	667.1	667.2	677.6	686.8	696.0	698.4	663.5	656.9	650.4	626.7	596.6	569.3	539.2	507.7	459.5	-0.3
Chiapas	63.0	69.5	68.2	49.4	50.7	57.9	72.8	67.5	149.2	139.6	132.8	124.1	119.6	118.6	113.3	111.3	3.9
Oaxaca	0.0	32.3	32.3	95.6	95.5	95.6	95.8	95.6	95.5	95.6	95.6	95.6	95.6	162.4	161.9	162.4	72.5
Quintana Roo																	n.a.
Tabasco	803.4	786.3	784.6	779.9	792.9	812.5	830.9	868.3	851.1	855.9	816.4	766.3	726.8	682.3	627.8	564.1	-2.3
Veracruz	968.2	1,154.1	1,125.6	1,234.0	1,269.3	1,272.2	1,280.8	1,234.7	1,345.9	1,356.4	1,352.3	1,340.1	1,361.7	1,334.9	1,313.4	1,353.7	2.3
Yucatán	106.1	103.4	116.1	112.9	127.9	132.2	121.0	166.1	149.1	148.6	134.8	182.5	182.2	139.4	149.8	159.7	2.8

\* Se refiere al consumo de gas natural por actividades petroleras, que antes se contabilizaba dentro de Campeche, y que se clasificó por separado

Fuente: SENER con Información de IMP.

### 3.4 Producción de Gas Natural

La estimación de la plataforma de producción de gas natural en México, se presenta en dos escenarios, de acuerdo a la siguiente clasificación:

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

<sup>43</sup> Informe Anual 2016, CFE, Pág. 55.

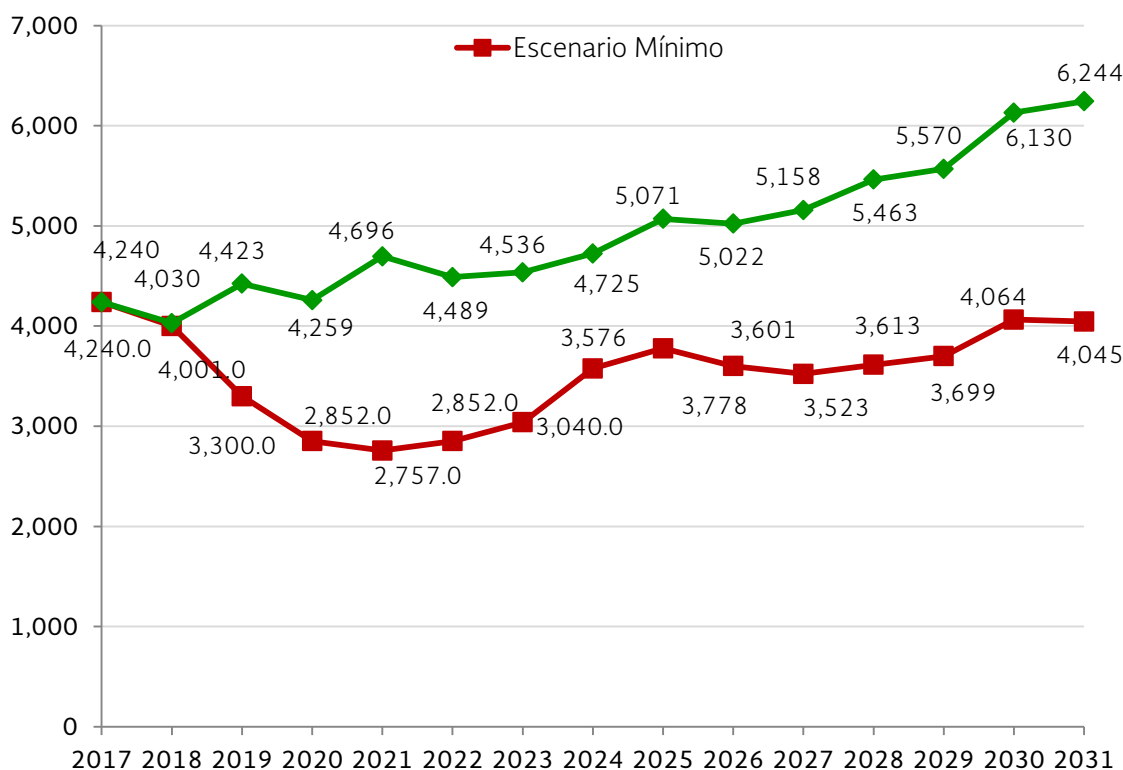


Se estima que la producción de gas para el escenario máximo, alcance un volumen de 6,244.0 mmpcd en el año 2031, 47.2% más respecto a 2017, en tanto el escenario mínimo se prevé que alcance un volumen de 4,044 mmpcd (véase Figura 3.9).

Para el año 2017, se tomó en consideración el promedio de la producción reportada por Pemex hasta octubre del mismo año. Posteriormente, los cinco primeros años (2018-2023) se utilizó la misma plataforma que la Subsecretaría de Hidrocarburos realizó para enviar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) con el fin de utilizarla para estimar los ingresos para el año presupuestal y metas objetivo de 2018.

Para los años subsecuentes (2024-2031), la plataforma se adecuó con base a información de Pemex y a información que proporcionó CNH respecto a la producción estimada de los bloques adjudicados en las Rondas 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 2.2, y 2.3.

**FIGURA 3. 9 PRODUCCIÓN DE GAS, ESCENARIOS MÁXIMO Y MÍNIMO.**  
(mmpcd)



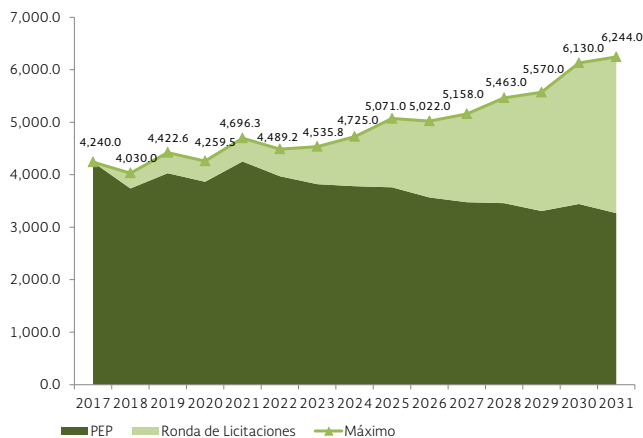
Fuente: SENER con Información de Pemex y CNH.  
No incluye nitrógeno

### 3.4.1 Producción por Actividad

La producción por parte de Pemex Exploración y Producción en 2031, considera Ronda Cero, Asignaciones a Resguardo, Migraciones y Contratos Integrales de Exploración y Producción y se estima que en el escenario máximo disminuya en 23% respecto 2017, alcanzando un volumen de 3,268.0 mmpcd, esto debido a que la inversión en campos de extracción será

menor. En el caso de la producción por parte de las empresas ganadoras de licitaciones alcanzará un volumen de 2,976.0 mmpcd en 2031<sup>44</sup>(véase Figura 3.10)

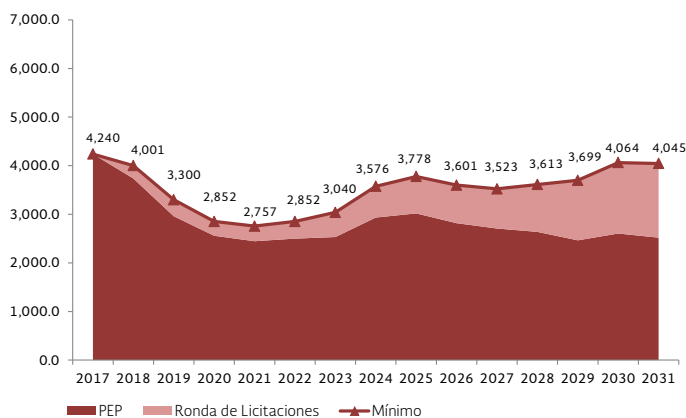
**FIGURA 3. 10 PRODUCCIÓN DE GAS POR ACTIVIDAD, ESCENARIO MÁXIMO 2017-2031**  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de Pemex y CNH. No incluye nitrógeno.

En el escenario mínimo, en 2031 se estima que la producción por parte de Pemex disminuya en 40% respecto 2016, alcanzando un volumen de 2,519 mmpcd. En el caso de la producción por parte de las empresas ganadoras de licitaciones alcanzará un volumen de 1,526.0 mmpcd en 2031 (véase Figura 3.11).

**FIGURA 3. 11. PRODUCCIÓN DE GAS POR ACTIVIDAD, ESCENARIO MÍNIMO 2017-2031**  
(mmpcd)



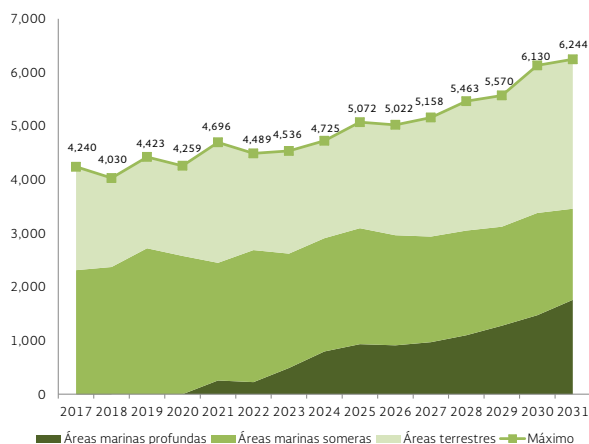
Fuente: SENER con Información de Pemex y CNH. No incluye nitrógeno.

<sup>44</sup> Para la estimación de la producción de gas natural se parte de 2017-2031 considerando los 15 años que por reglamento se deben proyectar en la prospectiva, sin considerar el año base ó real (2016) que se agrega en las demandas sectoriales.

### 3.4.2 Producción por Región

En 2031, en el escenario máximo, la producción de gas proveniente de áreas terrestres presentará un aumento de 44.5% respecto a 2017, alcanzando 2,785.7 mmpcd lo que representará el 44.6% del total de la producción. Por otra parte, la producción en aguas profundas y someras alcanzará un volumen de 1,759.3 mmpcd y 1,699.0 mmpcd respectivamente (véase Figura 3.12).

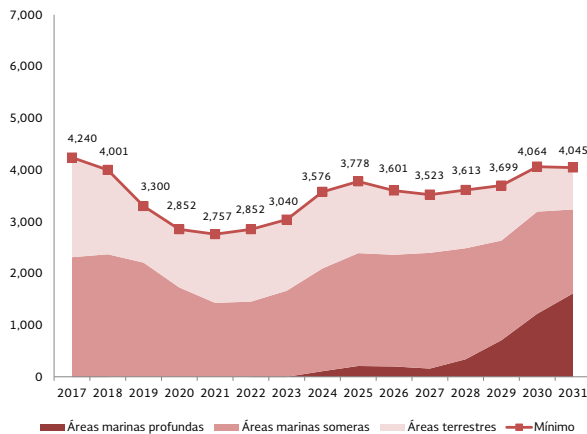
**FIGURA 3. 12. PRODUCCIÓN DE GAS POR REGIÓN, ESCENARIO MÁXIMO 2017-2031**  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de Pemex y CNH. No incluye nitrógeno.

Para el escenario mínimo, la producción de gas en áreas terrestres presentará una disminución de 58.0% respecto a 2017, alcanzando un volumen de 809.1 mmpcd en 2031. En el caso de la producción en aguas someras, la disminución será de 29.8%, estimando un volumen de 1,623.7 mmpcd en el mismo año. Finalmente, la producción en aguas profundas alcanzará un volumen de 1,612.2 mmpcd en 2030 (véase Figura 3.13)

**FIGURA 3. 13. PRODUCCIÓN DE GAS POR REGIÓN, ESCENARIO MÍNIMO 2017-2031.**  
(mmpcd)

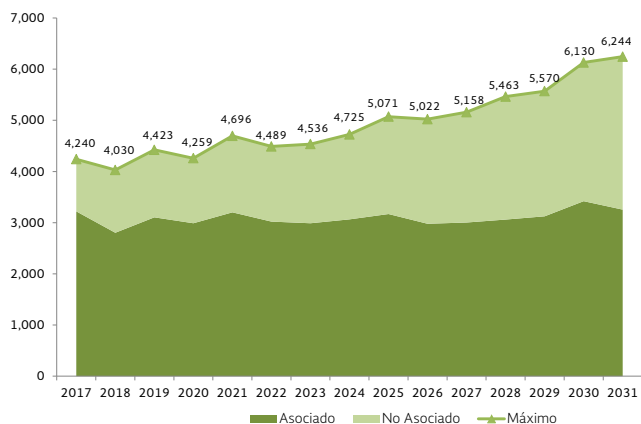


Fuente: SENER con Información de Pemex y CNH. No incluye nitrógeno.

### 3.4.3 Producción por Origen

En 2031, la producción de gas asociado para el escenario máximo alcanzará un volumen de 3,255.1 mmpcd, lo que representará una disminución de 0.9% respecto a 2017. En el caso del gas no asociado, alcanzará un volumen de 2,988.9 mmpcd en 2031 véase Figura 3.14).

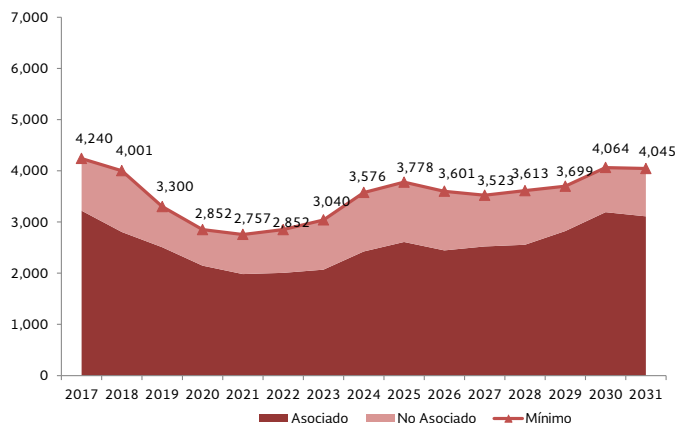
**FIGURA 3. 14 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN, ESCENARIO MÁXIMO 2017-2031.**  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de Pemex y CNH. No incluye nitrógeno.

Para el escenario mínimo, se estima que el gas asociado alcanzará un volumen de 3,111.0 mmpcd en 2031, lo que representará un porcentaje de participación de 77% del total de la producción. En cuanto al gas no asociado, este tendrá un porcentaje de participación de 23% con un volumen de 934.0 mmpcd (véase Figura 3.15).

**FIGURA 3. 15 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN, ESCENARIO MÍNIMO 2017-2031.**  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de Pemex y CNH. No incluye nitrógeno.

### 3.5 Infraestructura Actual de Gas Natural

El 31 de marzo de 2017, la SENER publicó la segunda revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 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.

De acuerdo a esta segunda revisión los 7 gasoductos adjudicados por la CFE incluidos en el Plan Quinquenal mantienen su vigencia: (i) Tuxpan-Tula; (ii) La Laguna-Aguascalientes; (iii) Tula-Villa de Reyes;(iv) Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara; (v) San Isidro-Samalayuca; (vi) Samalayuca-Sásabe, y (vii) Sur de Texas-Tuxpan.

Respecto al gasoducto Jáltipan-Salina Cruz, se difiere la licitación del proyecto para el periodo 2017-2018 y el inicio de operación de esta infraestructura para el periodo 2020-2022.

Respecto al gasoducto Lázaro Cárdenas-Acapulco se continúan analizando las opciones de desarrollo para este proyecto, por lo que se difiere el periodo de licitación para el periodo 2017-2019 y el inicio de operación para el periodo 2020-2022.

También se aprobó diferir el inicio de operaciones del gasoducto Los Ramones-Cempoala para el periodo 2020-2024.

**CUADRO 3. 6. 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 Isídras -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 por licitar	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	2017-2018	2020-2022
9	Lázaro Cárdenas -Acapulco	Guerrero y Michoacán	331	456	2017-2019	2020-2022
#	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.		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**	En función de lo previsto en el Plan 2020-2024	

\* Conforme a la información pública emitida por la CFE

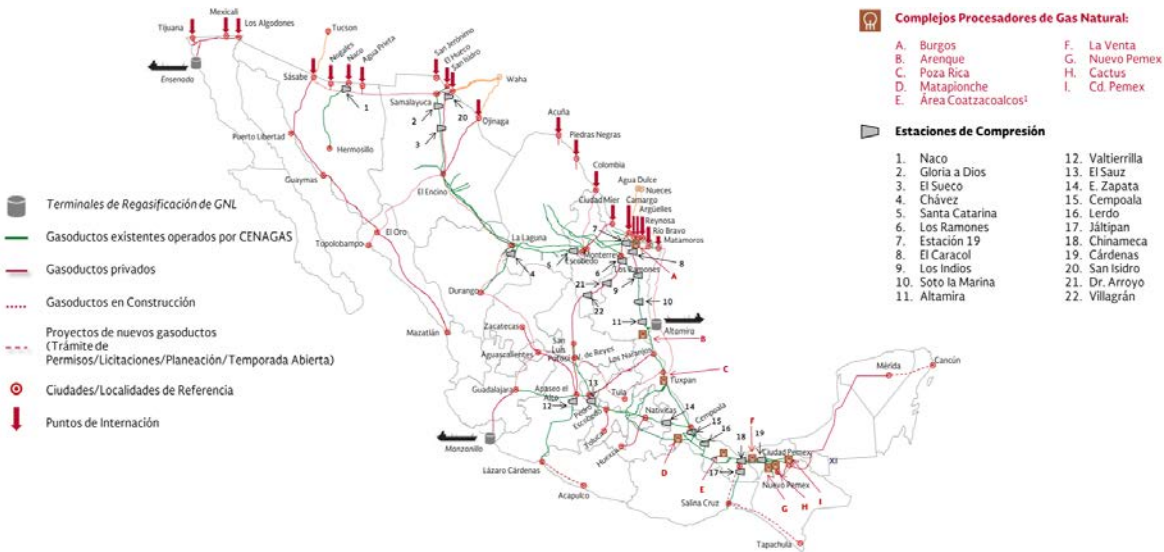
\*\* Información considerada originalmente en el Plan Quinquenal 2015-2019

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

\*\*\*\* Conforme a lo publicado por Howard Energy (Midstream México)

Fuente: Segunda revisión del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019.

FIGURA 3. 16 INFRAESTRUCTURA ACTUAL DE GAS NATURAL A DICIEMBRE DE 2017

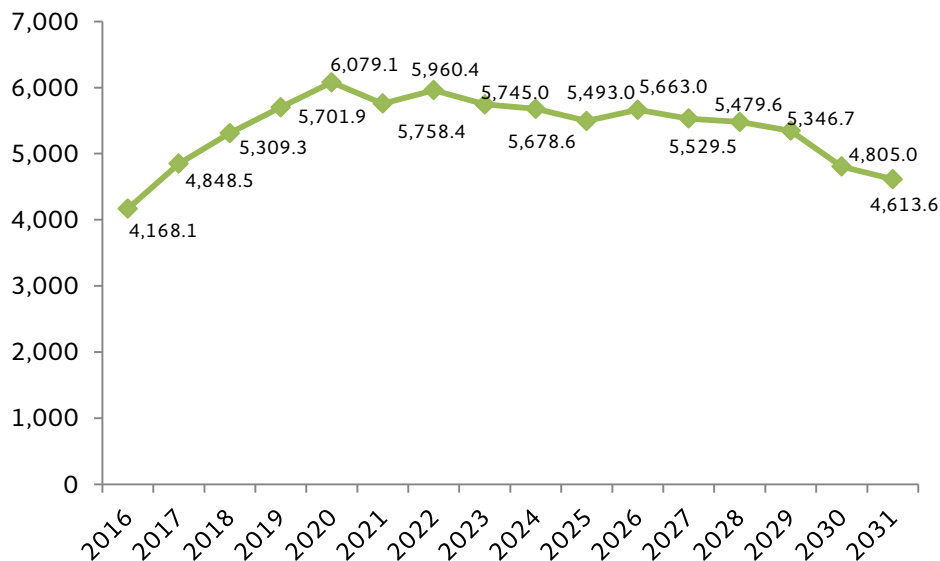


Fuente: Pronuario Estadístico Diciembre 2017 de la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos de SENER.

### 3.6 Comercio Exterior de Gas Natural

Para cubrir la demanda nacional en 2031 (9,659.9 mmpcd), se estima que se importe un volumen de 4,613.6 mmpcd lo que representará un incremento de 10.6% respecto a 2016, y para el año 2020 se estima un pico máximo de importación de gas natural que alcance los 6,079.1 mmpcd.

**FIGURA 3. 17 IMPORTACIONES DE GAS NATURAL, 2016-2031.**  
(mmpcd)



Fuente: SENER con Información de IMP.

### 3.7 Balance nacional 2016-2031

Se estima que en 2031, la demanda de gas natural seco alcance un volumen de 9,659.9 mmpcd, colocando a la producción nacional en 5,046.3<sup>45</sup> mmpcd, 41% mayor respecto a 2016. Por otra parte, en 2031, las importaciones, llegarán a 4,613.6 mmpcd, mientras que las exportaciones serán nulas.

En 2031, la región Noreste presentará una demanda de 3,170.8 mmpcd, lo que representará un incremento de 26.9% respecto a 2016, en cuanto a la producción, ésta será de 694.6 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 3,297.7 mmpcd.

La región Noroeste presentará una demanda de 1,315.1 mmpcd, lo que representará un incremento de 116.2% respecto a 2016 para cubrir su demanda recurrirá a las importaciones, ya que en la región no hay producción de gas seco.

<sup>45</sup> Ésta producción difiere a la producción estimada en los escenarios máximo y mínimo del apartado 3.4, ya que para el balance nacional 2016-2031 se considera únicamente gas natural seco listo para comercializar, mismo que se elaboró en función del escenario máximo de gas natural directo de pozos.

En las regiones Centro y Centro-Occidente no existe producción de gas seco, por lo que 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 882.6 mmpcd en 2031. En la región Centro-Occidente la demanda alcanzará un volumen de 1,478.3 mmpcd.

Finalmente, en la región Sur-Sureste la demanda alcanzará un volumen de 2,812.3 mmpcd, en el caso de la producción, ésta será de 4,351.7 mmpcd.

**CUADRO 3. 7. BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2016-2031.**  
(mmpcd)

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	tmca 2016-2023	tmca 2016-2031
Origen	7,736.2	8,018.8	8,324.0	9,012.1	9,274.9	9,304.7	9,386.5	9,267.3	2.6	1.5
Producción nacional	3,568.1	3,170.3	3,014.7	3,310.2	3,195.8	3,546.3	3,426.1	3,522.3	-0.2	2.3
Producción en plantas	3,046.9	3,170.3	3,014.7	3,310.2	3,195.8	3,546.3	3,426.1	3,522.3	2.1	3.4
Importación	4,168.1	4,848.5	5,309.3	5,701.9	6,079.1	5,758.4	5,960.4	5,745.0	4.7	0.7
Destino	7,621.3	7,621.3	7,621.3	7,621.3	7,621.3	7,621.3	7,621.3	7,621.3	2.8	1.6
Demanda nacional	7,618.7	7,618.7	7,618.7	7,618.7	7,618.7	7,618.7	7,618.7	7,618.7	2.8	1.6
Sector petrolero	2,034.8	2,034.8	2,034.8	2,034.8	2,034.8	2,034.8	2,034.8	2,034.8	1.2	-1.8
Sector industrial	1,484.1	1,496.8	1,593.0	1,749.1	1,832.6	1,853.1	1,873.1	1,890.5	3.5	1.9
Sector eléctrico	3,965.7	4,376.7	4,580.0	4,822.7	4,977.7	5,016.6	5,041.3	4,994.6	3.4	2.7
Sector residencial	94.8	96.6	100.6	104.8	108.5	111.9	115.0	117.7	3.1	2.3
Sector servicios	36.4	37.5	38.8	40.4	41.9	43.8	45.6	47.4	3.8	3.8
Sector Autotransporte	2.8	3.2	3.4	3.7	4.1	4.4	4.8	5.1	8.8	5.0
Exportación	2.6	1.8	1.8	0.5	1.1	1.5	1.7	1.6	-6.9	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	114.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.	n.a.

Concepto	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	tmca 2024-2031	tmca 2016-2031
Origen	9,393.6	9,508.4	9,673.7	9,674.8	9,867.0	9,827.7	9,755.3	9,659.9	0.4	1.5
Producción nacional	3,715.0	4,015.4	4,010.7	4,145.3	4,387.4	4,481.0	4,950.3	5,046.3	4.5	2.3
Producción en plantas	3,715.0	4,015.4	4,010.7	4,145.3	4,387.4	4,481.0	4,950.3	5,046.3	4.5	3.4
Importación	5,678.6	5,493.0	5,663.0	5,529.5	5,479.6	5,346.7	4,805.0	4,613.6	-2.9	0.7
Destino	9,393.6	9,508.4	9,673.7	9,674.8	9,867.0	9,827.7	9,755.3	9,659.9	0.4	1.6
Demanda nacional	9,392.5	9,508.0	9,673.6	9,674.8	9,867.0	9,827.7	9,755.3	9,659.9	0.4	1.6
Sector petrolero	2,176.3	2,124.8	2,044.4	1,947.8	1,868.9	1,778.4	1,680.5	1,546.7	-4.8	-1.8
Sector industrial	1,907.3	1,919.4	1,930.9	1,941.7	1,949.2	1,954.3	1,958.3	1,964.1	0.4	1.9
Sector eléctrico	5,133.9	5,284.4	5,514.6	5,597.4	5,857.2	5,899.4	5,917.2	5,947.2	2.1	2.7
Sector residencial	120.3	122.6	124.8	126.8	128.7	130.4	132.0	132.8	1.4	2.3
Sector servicios	49.3	51.2	53.2	55.2	57.2	59.2	61.2	63.3	3.6	3.8
Sector Autotransporte	5.4	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0	6.0	5.9	1.4	5.0
Exportación	1.1	0.4	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.	n.a.

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



## ANEXOS

**CUADRO A. 1. DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2006-2016**  
(MMpcd)

Año	Demanda de gas natural por sector						Total
	Petrolero	Industrial	Eléctrico	Residencial	Servicios	Autotransporte	
2006	2,159.6	1,014.0	2,389.6	84.5	23.3	2.0	5,672.9
2007	2,125.4	1,040.1	2,645.9	88.5	24.2	1.9	5,925.9
2008	2,174.9	1,026.6	2,794.0	87.4	25.3	1.7	6,109.9
2009	2,149.4	912.8	2,932.8	82.9	24.5	1.5	6,104.0
2010	2,236.6	1,054.3	2,936.3	85.7	26.6	1.4	6,340.9
2011	2,186.2	1,129.2	3,088.4	81.7	25.2	1.5	6,512.2
2012	2,273.1	1,181.1	3,111.5	84.1	27.0	1.8	6,678.4
2013	2,272.2	1,239.9	3,322.7	86.7	28.5	2.4	6,952.4
2014	2,275.6	1,313.5	3,500.3	87.8	29.9	2.3	7,209.3
2015	2,200.0	1,376.2	3,797.6	94.6	33.3	2.4	7,504.1
2016	2,122.0	1,484.1	3,878.5	94.8	36.4	2.8	7,618.7
<b>tmca 2006-2016</b>	<b>-0.2</b>	<b>3.9</b>	<b>5.0</b>	<b>1.2</b>	<b>4.6</b>	<b>3.4</b>	<b>3.0</b>

Fuente: SENER, con base en información de IMP.

**CUADRO A. 2. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR ELÉCTRICO, 2006-2016**  
(mmpcdgne)

Año	Gas natural	Combustóleo	Diésel	Carbón	Coque de petróleo
2006	2,389.6	1,335.8	45.1	837.5	85.6
2007	2,645.9	1,312.9	25.9	830.0	85.1
2008	2,794.0	1,144.6	39.2	539.5	81.9
2009	2,932.8	1,115.5	49.8	777.7	81.7
2010	2,936.3	1,000.0	46.2	849.3	100.7
2011	3,088.4	1,119.7	54.8	888.8	97.6
2012	3,111.5	1,249.5	81.5	886.2	100.8
2013	3,322.7	1,114.8	80.3	838.9	103.1
2014	3,500.3	720.0	55.2	855.3	102.7
2015	3,797.6	637.5	53.6	903.4	100.7
2016	3,878.5	710.7	64.9	898.7	89.1
<b>tmca</b>	<b>5.0</b>	<b>-6.1</b>	<b>3.7</b>	<b>0.7</b>	<b>0.4</b>

Fuente: SENER, con base en información de IMP.

**CUADRO A. 3. DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2006-2016**  
(mmpcdgne)

Año	Gas L.P	Gas Natural Comprimido	Gasolina	Diésel	total
2006	109.0	2.0	3,449.5	1,651.6	5,212.0
2007	118.3	1.9	3,651.3	1,748.1	5,519.5
2008	113.1	1.7	3,803.6	1,853.7	5,772.0
2009	108.2	1.5	3,803.1	1,756.4	5,669.2
2010	109.0	1.4	3,849.8	1,809.6	5,769.8
2011	112.8	1.5	3,837.8	1,836.7	5,788.7
2012	131.1	1.8	3,857.3	1,892.0	5,882.1
2013	144.0	2.4	3,779.0	1,855.9	5,781.2
2014	153.1	2.3	3,728.2	1,874.0	5,757.6
2015	160.8	2.4	3,807.7	1,836.8	5,807.6
2016	155.1	2.8	3,952.2	1,865.1	5,975.2
<b>tmca 2006-2016</b>	<b>3.60</b>	<b>3.4</b>	<b>1.4</b>	<b>1.2</b>	

Fuente: SENER, con base en información de IMP.

**CUADRO A. 4. DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2006-2016**  
(Diferentes Unidades)

Año	Combustibles del sector industrial						Total
	Gas natural	Combustóleo	Diésel	Gas L.P.	Coque de petróleo	Carbón	
	MMpcd	MMpcdgne	MMpcdgne	MMpcdgne	MMpcdgne	MMpcdgne	
2006	1,014.0	305.3	141.0	115.8	300.9	-	1,877.1
2007	1,040.1	285.0	143.7	113.1	348.3	133.8	2,064.0
2008	1,026.6	222.0	147.6	106.1	302.0	259.8	2,064.0
2009	912.8	186.5	133.7	106.8	250.2	170.2	1,760.1
2010	1,054.3	150.7	141.9	112.1	232.9	424.8	2,116.6
2011	1,129.2	130.2	158.4	106.3	254.6	381.8	2,160.5
2012	1,181.1	89.5	182.0	106.6	262.6	374.0	2,195.8
2013	1,239.9	68.1	179.1	116.8	317.2	484.6	2,405.8
2014	1,313.5	40.6	170.4	117.0	301.0	387.8	2,330.3
2015	1,376.2	57.8	172.2	122.0	339.1	352.9	2,420.3
2016	1,484.1	84.9	152.5	122.6	362.9	379.0	2,586.0
<b>tmca</b>	<b>3.9</b>	<b>-12.0</b>	<b>0.8</b>	<b>0.6</b>	<b>1.9</b>	<b>-7.9</b>	

Fuente: SENER, con base en información de IMP.

## CUADRO A. 5 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2006-2016

(Diferentes Unidades)

Año	Combustibles del sector petrolero					
	Gas natural MMpcd	Combustóleo MMpcdgne	Diésel MMpcdgne	Gas L.P. MMpcdgne	Gasolina MMpcdgne	Total MMpcdgne
2006	2,160	234.7	86.8	20.2	3.2	2,504.6
2007	2,125	230.6	99.3	21.9	3.2	2,480.4
2008	2,175	225.9	101.7	19.7	3.1	2,525.3
2009	2,149	207.7	115.4	18.9	3.2	2,494.7
2010	2,237	178.2	110.7	15.7	3.3	2,544.4
2011	2,186	190.0	101.7	18.0	4.2	2,500.2
2012	2,273	150.1	114.6	17.0	5.8	2,560.6
2013	2,272	161.9	128.8	9.9	6.1	2,578.9
2014	2,276	152.0	120.2	19.8	10.1	2,577.7
2015	2,200	141.6	114.9	16.3	8.6	2,481.4
2016	2,122	124.2	59.6	6.5	4.6	2,316.8
<b>tmca</b>	<b>-0.2</b>	<b>-6.2</b>	<b>-3.7</b>	<b>-10.7</b>	<b>3.6</b>	<b>-17.2</b>

Fuente: SENER, con base en información de IMP.

## CUADRO A. 6. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2006-2016

(Diferentes Unidades)

Año	Gas natural	Gas L.P.	Leña	Total
	MMpcd	MMpcdgne	MMpcdgne	MMpcdgne
2006	84	769.0	488.5	1,342.0
2007	89	760.8	485.6	1,334.8
2008	87	744.0	481.9	1,313.2
2009	83	708.4	480.8	1,272.2
2010	86	726.2	477.6	1,289.5
2011	82	718.1	471.0	1,270.7
2012	84	693.7	462.3	1,240.1
2013	87	657.9	455.8	1,200.4
2014	88	646.0	447.7	1,181.4
2015	95	622.1	439.1	1,155.9
2016	95	632.6	430.7	1,158.1
<b>tmca</b>	<b>1.2</b>	<b>-1.9</b>	<b>-1.3</b>	

Fuente: SENER, con base en información de IMP.

**CUADRO A. 7. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR SERVICIOS, 2006-2016**  
(Diferentes Unidades)

Año	Gas natural	Gas L.P.	Leña	Total
	MMpcd	MMpcdgne	MMpcdgne	MMpcdgne
2006	23.3	177.9	78.16	279.3
2007	24.2	164.8	77.69	266.7
2008	25.3	156.9	77.10	259.3
2009	24.5	157.1	76.94	258.5
2010	26.6	161.0	76.42	264.0
2011	25.2	158.4	75.35	259.0
2012	27.0	168.0	73.97	268.9
2013	28.5	171.0	72.93	272.4
2014	29.9	165.6	71.62	267.1
2015	33.3	164.2	70.26	267.7
2016	36.4	166.7	68.91	272.0
<b>tmca</b>	<b>4.6</b>	<b>-0.6</b>	<b>-1.3</b>	

Fuente: SENER, con base en información de IMP.

**CUADRO A. 8. COMPOSICIÓN REGIONAL DEL PARQUE VEHICULAR POR COMBUSTIBLE, 2006-2016**  
(miles de unidades)

Combustible	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gas natural comprimido	2.92	2.75	2.81	1.81	1.47	1.52	1.57	4.30	3.07	3.14	3.62
Gasolina	18,476	20,303	22,067	22,961	24,087	25,488	26,788	28,227	28,477	29,595	30,153
Gas L.P.	235	221	196	185	185	203	232	250	254	250	249
Diesel	701	738	774	780	791	799	845	898	855	833	808
Total	19,415	21,265	23,040	23,929	25,065	26,492	27,866	29,379	29,588	30,681	31,214

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

**CUADRO A. 9. CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL DEL SECTOR INDUSTRIAL, 2006-2016**  
(Millones de pies cúbicos diarios)

Rama	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	tmca 2006-2016
<b>Total</b>	<b>1,014.0</b>	<b>1,040.1</b>	<b>1,026.6</b>	<b>912.8</b>	<b>1,054.3</b>	<b>1,129.2</b>	<b>1,181.1</b>	<b>1,239.9</b>	<b>1,313.5</b>	<b>1,376.2</b>	<b>1,484.1</b>	<b>3.9</b>
Alimentos	92.3	95.9	96.0	102.9	111.5	122.8	132.6	125.7	132.0	130.0	134.0	3.8
Celulosa y papel	63.8	65.2	69.9	62.9	63.8	63.6	76.8	83.8	81.4	90.1	96.6	4.2
Cemento	18.1	10.7	8.7	11.7	9.6	8.5	17.4	11.4	13.4	13.2	15.8	-1.4
Cerveza y malta	18.9	16.6	17.7	15.8	16.2	18.6	22.0	39.1	34.9	38.3	36.1	6.7
Metales básicos	293.6	305.6	299.3	223.4	287.5	301.4	299.2	326.1	340.4	347.4	347.6	1.7
Minería	23.8	22.4	20.3	17.5	21.4	21.6	23.1	23.8	17.2	14.2	23.8	0.0
Productos de minerales no metálicos	68.3	69.4	66.2	58.2	74.2	80.9	82.6	83.1	80.1	86.6	90.2	2.8
Productos metálicos, equipo eléctrico y de transporte	106.9	111.2	106.3	95.0	110.6	124.6	130.1	123.3	135.2	137.7	145.2	3.1
Química	127.1	131.7	132.3	135.2	155.8	165.6	167.3	170.0	204.4	200.4	240.9	6.6
Resto	61.6	65.3	59.0	51.9	63.4	71.3	72.0	91.1	99.4	144.0	178.0	11.2
Textil	33.9	35.0	34.4	34.4	35.3	37.8	37.6	38.0	39.3	41.8	43.5	2.5
Vidrio	105.6	111.1	116.6	104.0	105.0	112.6	120.4	124.5	136.0	132.5	132.6	2.3

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

**CUADRO A. 10. CONSUMO DE GAS NATURAL DE SECTOR PETROLERO, 2006-2016**

(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	tmca 2006-2016
<b>Total</b>	<b>2,160</b>	<b>2,125</b>	<b>2,175</b>	<b>2,149</b>	<b>2,237</b>	<b>2,186</b>	<b>2,273</b>	<b>2,272</b>	<b>2,276</b>	<b>2,200</b>	<b>2,122</b>	<b>-0.2</b>
Corporativo	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	-3.2
Refinación	279.5	282.4	306.0	299.3	337.8	332.9	343.5	348.8	375.7	385.3	342.1	2.0
Gas y Petroquímica Básica	262.9	268.4	287.6	291.4	289.0	292.0	274.8	213.4	196.1	182.1	176.3	-3.9
Exploración y Producción *1	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	1,245.5	-0.6
Petroquímica	292.0	322.9	344.5	318.4	319.9	320.0	340.6	349.1	332.0	236.1	38.3	-18.4
Cogeneración Nuevo Pemex	-	-	-	-	-	-	-	71.8	86.1	87.6	87.2	n.a.
Ventas a PF										19.4	77.2	n.a.
Ventas a PE										34.4	155.1	n.a.

<sup>1</sup> Incluye el consumo de la Compañía Nitrógeno de Cantarell.  
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX.

**CUADRO A. 11. DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2016-2031**

(Millones de pies cúbicos diarios)

Sector	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	tmca 2016-2031
<b>Total</b>	<b>7,618.7</b>	<b>8,017.0</b>	<b>8,322.2</b>	<b>9,011.5</b>	<b>9,273.8</b>	<b>9,303.2</b>	<b>9,384.8</b>	<b>9,265.7</b>	<b>9,392.5</b>	<b>9,508.0</b>	<b>9,673.6</b>	<b>9,674.8</b>	<b>9,867.0</b>	<b>9,827.7</b>	<b>9,755.3</b>	<b>9,659.9</b>	<b>0.0</b>
Petrolero	2,034.8	2,006.4	2,006.4	2,290.9	2,309.1	2,273.4	2,305.1	2,210.4	2,176.3	2,124.8	2,044.4	1,947.8	1,868.9	1,778.4	1,680.5	1,546.7	-1.8
Eléctrico	3,965.7	4,376.7	4,580.0	4,822.7	4,977.7	5,016.6	5,041.3	4,994.6	5,133.9	5,284.4	5,514.6	5,597.4	5,857.2	5,899.4	5,917.2	5,947.2	2.7
Industrial <sup>1</sup>	1,484.1	1,496.8	1,593.0	1,749.1	1,832.6	1,853.1	1,873.1	1,890.5	1,907.3	1,919.4	1,930.9	1,941.7	1,949.2	1,954.3	1,958.3	1,964.1	1.9
Residencial	94.8	96.6	100.6	104.8	108.5	111.9	115.0	117.7	120.3	122.6	124.8	126.8	128.7	130.4	132.0	132.8	2.3
Servicios	36.4	37.5	38.8	40.4	41.9	43.8	45.6	47.4	49.3	51.2	53.2	55.2	57.2	59.2	61.2	63.3	3.8
Transporte vehicular	2.8	3.2	3.4	3.7	4.1	4.4	4.8	5.1	5.4	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0	6.0	5.9	5.0

<sup>1</sup> Incluye Proyecto Etileno XXI.  
Fuente: IMP, con base en BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

**CUADRO A. 12. DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2016-2031**

(Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	tmca 2016-2031
<b>Total</b>	<b>5,768.5</b>	<b>6,441.3</b>	<b>6,440.4</b>	<b>6,453.0</b>	<b>6,547.2</b>	<b>6,632.2</b>	<b>6,562.5</b>	<b>6,499.9</b>	<b>6,591.1</b>	<b>6,741.1</b>	<b>6,990.0</b>	<b>7,073.3</b>	<b>7,286.8</b>	<b>7,239.5</b>	<b>7,204.0</b>	<b>7,244.2</b>	<b>1.5</b>
Carbón	938.2	1,023.2	1,023.2	1,046.8	1,050.8	1,156.3	1,156.3	1,156.3	1,155.8	1,156.3	1,156.3	1,156.3	1,108.3	1,010.3	960.5	959.9	0.2
Combustóleo	710.7	813.2	635.5	393.7	317.3	265.9	188.1	161.8	125.5	120.9	142.0	141.7	147.9	165.6	165.6	178.3	-8.8
Diesel	64.9	110.5	83.9	71.9	83.9	75.6	59.0	69.3	58.3	61.7	59.2	60.1	55.9	46.2	42.8	41.0	-3.0
Coque de petróleo	89.1	117.9	117.9	117.9	117.5	117.9	117.9	117.9	117.5	117.9	117.9	117.9	117.5	117.9	117.9	117.8	1.9
Gas natural	3,965.7	4,376.7	4,580.0	4,822.7	4,977.7	5,016.6	5,041.3	4,994.6	5,133.9	5,284.4	5,514.6	5,597.4	5,857.2	5,899.4	5,917.2	5,947.2	2.7

Fuente: IMP, con base en información de CFE, CRE, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

**CUADRO A. 13. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2016-2031**

(Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

Año	Gas natural	Combustóleo	Gas L.P.	Diésel	Coque de petróleo	Carbón	Total
2016	1,484.1	84.9	122.6	152.5	362.9	379.0	3,154.7
2017	1,496.8	36.0	114.6	164.4	358.7	381.8	3,111.5
2018	1,593.0	24.0	113.0	165.4	383.1	384.1	3,249.6
2019	1,749.1	12.0	110.9	166.4	374.3	383.0	3,417.4
2020	1,832.6	0.0	111.2	167.9	375.8	382.1	3,510.4
2021	1,853.1	0.0	111.6	169.3	382.3	383.3	3,547.9
2022	1,873.1	0.0	112.0	170.6	388.0	383.4	3,582.5
2023	1,890.5	0.0	112.4	172.0	393.1	383.4	3,613.1
2024	1,907.3	0.0	112.9	173.4	397.1	382.3	3,640.6
2025	1,919.4	0.0	113.5	174.7	398.0	383.2	3,660.2
2026	1,930.9	0.0	114.3	176.1	401.9	383.2	3,682.3
2027	1,941.7	0.0	115.1	177.5	401.6	383.3	3,698.4
2028	1,949.2	0.0	116.1	178.9	399.4	382.3	3,706.8
2029	1,954.3	0.0	117.2	180.2	398.9	383.1	3,716.6
2030	1,958.3	0.0	118.6	181.5	397.2	382.9	3,722.7
2031	1,964.1	0.0	120.1	182.9	399.8	382.3	3,049.2
<b>tmca</b>	<b>1.9</b>	<b>1.9</b>	<b>-0.1</b>	<b>0.4</b>	<b>1.1</b>	<b>0.5</b>	<b>2.9</b>

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

**CUADRO A. 14. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2016-2031**

(mmpcdgne)

Año	Gas natural	Combustóleo	Diésel	Gas L.P.	Gasolinas	Total
	(mmpcd)	(mmpcdgne)	(mmpcdgne)	(mmpcdgne)	(mmpcdgne)	(mmpcdgne)
2016	2,034.8	124.2	59.6	6.5	4.6	2,802.9
2017	2,006.4	93.1	39.9	1.8	6.5	2,699.5
2018	2,006.4	122.7	62.3	1.8	13.2	2,771.5
2019	2,290.9	140.2	84.8	7.4	19.8	3,193.2
2020	2,309.1	140.2	84.8	91.9	19.8	3,322.2
2021	2,273.4	140.2	84.8	150.1	19.8	3,350.6
2022	2,305.1	140.2	84.8	150.6	19.8	3,391.1
2023	2,210.4	140.2	84.8	149.2	19.8	3,270.2
2024	2,176.3	140.2	84.8	145.5	19.8	3,222.7
2025	2,124.8	140.2	84.8	141.9	19.8	3,153.5
2026	2,044.4	140.2	84.8	141.8	19.8	3,052.2
2027	1,947.8	140.2	84.8	141.7	19.8	2,930.6
2028	1,868.9	140.2	84.8	141.2	19.8	2,830.7
2029	1,778.4	140.2	84.8	141.5	19.8	2,717.3
2030	1,680.5	140.2	84.8	141.4	19.8	2,594.1
2031	1,546.7	140.1	84.7	141.4	19.8	1,932.7
<b>tmca</b>	<b>-1.8</b>	<b>0.8</b>	<b>2.4</b>	<b>22.8</b>	<b>10.3</b>	<b>0.3</b>

Fuente: IMP con información de PEMEX.

**CUADRO A. 15. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2016-2031**  
(mmpcdgne)

Año	Gas LP	Leña	Gas natural	Total
	(mmpcdgne)	(mmpcdgne)	(mmpcd)	(mmpcdgne)
2016	632.6	436.9	94.8	1,164.3
2017	611.6	438.1	96.6	1,146.2
2018	599.3	431.0	100.6	1,131.0
2019	593.8	425.7	104.8	1,124.3
2020	593.0	418.8	108.5	1,120.3
2021	592.8	414.5	111.9	1,119.2
2022	592.1	408.1	115.0	1,115.2
2023	591.1	402.9	117.7	1,111.6
2024	590.5	396.0	120.3	1,106.7
2025	589.9	391.7	122.6	1,104.3
2026	589.7	386.0	124.8	1,100.4
2027	589.6	380.7	126.8	1,097.0
2028	589.7	374.2	128.7	1,092.5
2029	589.9	370.4	130.4	1,090.7
2030	590.2	363.2	132.0	1,085.4
2031	589.2	358.3	132.8	1,080.3
<b>tmca</b>	<b>-0.5</b>	<b>-1.3</b>	<b>2.3</b>	<b>-0.5</b>

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

**CUADRO A. 16. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2016-2031**  
(mmpcdgne)

Año	Gas LP	Leña	Gas natural	Total
	(mmpcdgne)	(mmpcdgne)	(mmpcd)	(mmpcdgne)
2016	166.7	69.9	36.4	334.5
2017	165.4	69.0	37.5	332.7
2018	164.9	68.1	38.8	332.3
2019	165.6	67.2	40.4	333.4
2020	166.9	66.1	41.9	335.1
2021	168.9	65.3	43.8	338.1
2022	171.3	64.5	45.6	342.0
2023	173.9	63.5	47.4	346.2
2024	176.8	62.5	49.3	350.6
2025	179.9	61.8	51.2	355.4
2026	183.3	60.9	53.2	360.7
2027	186.8	60.0	55.2	366.1
2028	190.6	59.1	57.2	371.8
2029	194.7	58.1	59.2	377.6
2030	199.0	57.4	61.2	384.1
2031	203.6	56.6	63.3	323.5
<b>tmca</b>	<b>1.3</b>	<b>1.4</b>	<b>3.8</b>	<b>-0.2</b>

Fuente: Elaborado por SENER.

**CUADRO A. 17. DEMANDA DE GASOLINAS, GAS L.P. CARBURANTE Y GAS NATURAL COMPRIMIDO Y DIÉSEL EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2016-2031**

(mmpcdgne)

Año	Gasolina	Diesel	Gas LP	Gas natural comprimido	Total
2016	3,952.2	1,865.1	155.1	2.8	5,975.2
2017	3,909.9	1,920.8	155.0	3.2	5,988.9
2018	3,986.0	1,969.1	151.0	3.4	6,109.5
2019	4,043.4	2,026.4	149.2	3.7	6,222.7
2020	4,100.5	2,080.3	150.1	4.1	6,335.0
2021	4,164.8	2,152.4	151.3	4.4	6,472.9
2022	4,258.8	2,219.9	152.1	4.8	6,635.6
2023	4,331.1	2,272.6	151.3	5.1	6,760.1
2024	4,395.0	2,316.1	150.1	5.4	6,866.6
2025	4,467.0	2,366.6	148.1	5.6	6,987.4
2026	4,526.1	2,418.8	146.1	5.7	7,096.7
2027	4,582.6	2,471.1	144.2	5.8	7,203.8
2028	4,616.2	2,515.7	142.1	5.9	7,279.8
2029	4,663.8	2,564.3	140.2	6.0	7,374.2
2030	4,703.2	2,609.7	137.7	6.0	7,456.7
2031	4,738.7	2,646.7	134.8	5.9	7,526.1
<b>tmca</b>	<b>1.2</b>	<b>2.4</b>	<b>-0.9</b>	<b>5.0</b>	<b>1.6</b>

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.

**CUADRO A. 18. BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2006-2016**

(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	tmca 2006-2016
Origen	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	7,736.2	3.1
Producción nacional	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	3,568.1	-2.7
Importación	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	4,168.1	15.1
Destino	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	7,621.3	2.9
<b>Demanda nacional</b>	<b>5,672.9</b>	<b>5,925.9</b>	<b>6,109.9</b>	<b>6,104.0</b>	<b>6,340.9</b>	<b>6,512.2</b>	<b>6,678.4</b>	<b>6,952.4</b>	<b>7,209.3</b>	<b>7,504.1</b>	<b>7,618.7</b>	<b>3.0</b>
Sector petrolero	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	2,122.0	-0.2
Sector industrial	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	1,376.2	1,484.1	3.9
Sector eléctrico*	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	3,878.5	5.0
Sector residencial	84.5	88.5	87.4	82.9	85.7	81.7	84.1	86.7	87.8	94.6	94.8	1.2
Sector servicios	23.3	24.2	25.3	24.5	26.6	25.2	27.0	28.5	29.9	33.3	36.4	4.6
Sector Autotransporte	2.0	1.9	1.7	1.5	1.4	1.5	1.8	2.4	2.3	2.4	2.8	3.4
Exportación	32.7	138.7	107.4	66.5	83.3	24.2	7.8	12.4	12.5	12.5	2.6	-22.3
Variación de inventarios y diferencias	- 2.3	6.0	38.8	58.2	38.7	25.7	46.7	44.3	32.1	98.2	114.9	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. 19. BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NOROESTE, 2006-2016**  
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	tmca 2006- 2016
<b>Origen</b>	<b>392.0</b>	<b>373.6</b>	<b>441.7</b>	<b>396.6</b>	<b>446.4</b>	<b>414.2</b>	<b>453.0</b>	<b>440.0</b>	<b>512.3</b>	<b>637.3</b>	<b>641.7</b>	<b>5.1</b>
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Importación</b>	<b>392.0</b>	<b>373.6</b>	<b>441.7</b>	<b>396.6</b>	<b>446.4</b>	<b>414.2</b>	<b>453.0</b>	<b>440.0</b>	<b>512.3</b>	<b>637.3</b>	<b>641.7</b>	<b>5.1</b>
De otras regiones	0.00											n.a.
<b>Destino</b>	<b>391.5</b>	<b>376.3</b>	<b>428.9</b>	<b>408.3</b>	<b>444.0</b>	<b>422.2</b>	<b>452.1</b>	<b>447.0</b>	<b>505.0</b>	<b>616.0</b>	<b>608.5</b>	<b>4.5</b>
Demanda regional	<b>391.5</b>	<b>376.3</b>	<b>428.9</b>	<b>408.3</b>	<b>380.0</b>	<b>399.3</b>	<b>445.3</b>	<b>437.7</b>	<b>496.7</b>	<b>606.2</b>	<b>608.1</b>	<b>4.5</b>
Sector petrolero	0.9	0.7	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9	0.9	1.0	1.0	1.3
Sector industrial	26.5	28.2	28.4	26.8	31.5	37.1	39.6	41.8	37.1	35.3	34.2	2.6
Sector eléctrico *	362.4	345.7	398.3	379.7	346.5	360.1	403.2	393.5	457.0	568.0	571.3	4.7
Sector residencial	1.4	1.5	1.0	0.8	0.9	1.0	1.2	1.2	1.2	1.7	1.3	-0.3
Sector servicios	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.3	1.5
Sector Autotransporte												
<b>Exportación</b>					<b>64.0</b>	<b>22.9</b>	<b>6.9</b>	<b>9.3</b>	<b>8.4</b>	<b>9.7</b>	<b>0.5</b>	<b>n.a.</b>
A otras regiones	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
<b>Variación de inventarios y diferencias</b>	<b>0.56</b>	<b>- 2.72</b>	<b>12.82</b>	<b>- 11.69</b>	<b>2.41</b>	<b>- 7.95</b>	<b>0.89</b>	<b>- 6.99</b>	<b>7.29</b>	<b>21.35</b>	<b>33.22</b>	<b>50.5</b>

\* 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. 20. BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NORESTE, 2006-2016**  
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	tmca 2006- 2016
<b>Origen</b>	<b>1,984.9</b>	<b>2,091.7</b>	<b>2,221.1</b>	<b>2,309.7</b>	<b>2,427.0</b>	<b>2,614.8</b>	<b>2,782.8</b>	<b>2,911.6</b>	<b>3,052.5</b>	<b>3,491.7</b>	<b>3,828.4</b>	<b>6.8</b>
Producción regional	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	747.1	-5.8
<b>Importación</b>	<b>626.4</b>	<b>730.0</b>	<b>894.4</b>	<b>861.1</b>	<b>1,012.5</b>	<b>1,335.2</b>	<b>1,581.6</b>	<b>1,706.3</b>	<b>1,908.4</b>	<b>2,534.2</b>	<b>3,081.3</b>	<b>17.3</b>
De otras regiones		0.2										n.a.
<b>Destino</b>	<b>1,975.6</b>	<b>2,098.0</b>	<b>2,210.6</b>	<b>2,300.4</b>	<b>2,424.3</b>	<b>2,616.0</b>	<b>2,784.1</b>	<b>2,913.5</b>	<b>3,051.3</b>	<b>3,439.3</b>	<b>3,830.2</b>	<b>6.8</b>
Demanda regional	<b>1,634.1</b>	<b>1,785.8</b>	<b>1,807.9</b>	<b>1,834.0</b>	<b>1,965.6</b>	<b>2,219.3</b>	<b>2,217.0</b>	<b>2,263.2</b>	<b>2,350.1</b>	<b>2,464.2</b>	<b>2,499.5</b>	<b>4.3</b>
Sector petrolero	131.3	150.8	141.9	130.3	148.9	181.2	191.4	185.2	217.4	234.0	213.8	5.0
Sector industrial	371.4	383.6	371.5	340.1	391.4	416.7	439.5	466.9	482.5	512.8	528.9	3.6
Sector eléctrico *	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	1,676.4	4.7
Sector residencial	57.4	59.7	57.8	53.6	54.4	50.8	53.8	56.0	54.9	62.0	60.0	0.4
Sector servicios	16.4	16.9	17.3	15.6	17.1	16.1	17.4	17.6	17.5	19.8	20.3	2.2
Sector Autotransporte	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	-8.8
<b>Exportación</b>	<b>32.7</b>	<b>138.7</b>	<b>107.4</b>	<b>66.5</b>	<b>19.3</b>	<b>1.3</b>	<b>0.9</b>	<b>3.1</b>	<b>4.1</b>	<b>2.8</b>	<b>2.2</b>	<b>-23.8</b>
A otras regiones	308.8	173.5	295.4	399.9	439.5	395.4	566.1	647.2	697.0	972.4	1,328.5	15.7
<b>Variación de inventarios y diferencias</b>	<b>9.4</b>	<b>- 6.4</b>	<b>10.5</b>	<b>9.3</b>	<b>2.7</b>	<b>- 1.2</b>	<b>- 1.3</b>	<b>- 1.9</b>	<b>1.2</b>	<b>52.4</b>	<b>- 1.8</b>	<b>n.a.</b>

\* 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. 21. BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2006-2016**  
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	tmca 2006-2016
<b>Origen</b>	<b>564.8</b>	<b>637.3</b>	<b>705.0</b>	<b>666.2</b>	<b>703.4</b>	<b>730.1</b>	<b>803.5</b>	<b>897.4</b>	<b>1,057.2</b>	<b>1,123.2</b>	<b>1,255.0</b>	<b>8.3</b>
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	95.2	370.3	440.3	376.5	445.0	n.a.
<b>De otras regiones</b>	<b>564.8</b>	<b>637.3</b>	<b>705.0</b>	<b>666.2</b>	<b>703.4</b>	<b>730.1</b>	<b>708.3</b>	<b>527.1</b>	<b>616.9</b>	<b>746.7</b>	<b>809.9</b>	<b>3.7</b>
<b>Destino</b>	<b>564.8</b>	<b>637.3</b>	<b>705.0</b>	<b>666.2</b>	<b>703.4</b>	<b>728.9</b>	<b>789.4</b>	<b>880.3</b>	<b>1,053.6</b>	<b>1,134.6</b>	<b>1,203.1</b>	<b>7.9</b>
Demanda regional	564.8	637.3	705.0	666.2	703.4	728.9	789.4	880.3	1,053.6	1,134.6	1,203.1	7.9
Sector industrial	287.7	296.4	298.4	231.1	287.7	310.2	318.8	334.8	370.2	391.4	419.3	3.8
Sector eléctrico *	200.9	272.3	334.3	368.3	340.1	353.7	399.6	473.2	609.9	674.1	712.8	13.5
Sector residencial	5.4	5.0	5.2	5.1	6.9	5.7	5.7	5.9	6.5	6.1	6.6	2.0
Sector servicios	2.2	2.1	2.1	2.7	3.4	2.0	2.2	2.8	3.8	5.4	7.3	12.6
Sector Autotransporte	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.3	0.3	0.4	n.a.
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Variación de inventarios y diferencias</b>	<b>0.0</b>	<b>- 0.0</b>	<b>- 0.0</b>	<b>- 0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>1.2</b>	<b>14.1</b>	<b>17.1</b>	<b>3.6</b>	<b>- 11.4</b>	<b>51.8</b>	<b>865.6</b>

\* 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. 22. BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO, 2006-2016**  
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	tmca 2006-2016
<b>Origen</b>	<b>642.7</b>	<b>639.1</b>	<b>655.8</b>	<b>672.9</b>	<b>712.1</b>	<b>752.4</b>	<b>754.1</b>	<b>818.0</b>	<b>767.1</b>	<b>919.4</b>	<b>885.1</b>	<b>3.3</b>
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>De otras regiones</b>	<b>642.7</b>	<b>639.1</b>	<b>655.8</b>	<b>672.9</b>	<b>712.1</b>	<b>752.4</b>	<b>754.1</b>	<b>818.0</b>	<b>767.1</b>	<b>919.4</b>	<b>885.1</b>	<b>3.3</b>
<b>Destino</b>	<b>642.7</b>	<b>639.1</b>	<b>655.8</b>	<b>672.9</b>	<b>712.1</b>	<b>752.4</b>	<b>754.1</b>	<b>818.0</b>	<b>767.1</b>	<b>919.4</b>	<b>885.1</b>	<b>3.3</b>
Demanda regional	642.7	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	767.1	919.4	885.1	3.3
Sector petrolero	72.9	63.0	92.6	94.0	87.8	103.8	103.1	104.3	108.8	114.8	84.7	1.5
Sector industrial	246.4	251.5	244.7	234.6	257.2	274.7	286.7	292.4	300.3	322.1	330.5	3.0
Sector eléctrico *	297.0	295.7	288.1	313.6	336.5	341.4	332.2	388.2	323.1	448.2	432.3	3.8
Sector residencial	20.3	22.3	23.3	23.4	23.5	24.2	23.4	23.6	25.2	24.9	26.9	2.8
Sector servicios	4.2	4.8	5.6	5.9	5.8	6.8	7.0	7.4	7.6	7.5	8.3	7.1
Sector Autotransporte	1.9	1.8	1.5	1.4	1.3	1.4	1.8	2.2	1.9	2.0	2.4	2.3
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Variación de inventarios y diferencias</b>	<b>0.0</b>	<b>- 0.0</b>	<b>- 0.0</b>	<b>- 0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>- 0.0</b>	<b>- 0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>- 0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>285.5</b>

\* 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. 23. BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN SUR-SURESTE, 2006-2016**  
(mmpcd)

Concepto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	tmca 2006-2016
<b>Origen</b>	<b>3,326.4</b>	<b>3,605.6</b>	<b>3,593.3</b>	<b>3,522.4</b>	<b>3,589.4</b>	<b>3,533.1</b>	<b>3,401.8</b>	<b>3,287.1</b>	<b>3,248.8</b>	<b>3,109.3</b>	<b>2,821.0</b>	<b>-1.6</b>
Producción regional	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	2,821.0	-1.6
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>De otras regiones</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Destino</b>	<b>3,338.6</b>	<b>3,590.4</b>	<b>3,577.8</b>	<b>3,461.8</b>	<b>3,555.8</b>	<b>3,499.5</b>	<b>3,368.9</b>	<b>3,251.1</b>	<b>3,228.8</b>	<b>3,073.4</b>	<b>2,789.3</b>	<b>-1.8</b>
Demanda regional	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	2,422.8	-0.1
Sector petrolero	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	1,765.6	-0.7
Sector industrial	82.1	80.4	83.5	80.3	86.5	90.5	96.5	104.0	123.3	114.7	171.3	7.6
Sector eléctrico *	471.7	557.4	554.1	577.0	559.4	478.7	461.4	530.2	532.6	471.8	485.7	0.3
Sector residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector servicios	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.5	0.3	0.2	1.4
Sector Autotransporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	898.8	1,103.1	1,065.5	939.2	976.0	1,087.0	896.3	698.0	686.9	693.7	366.5	-8.6
<b>Variación de inventarios y diferencias</b>	<b>- 12.2</b>	<b>15.1</b>	<b>15.5</b>	<b>60.6</b>	<b>33.6</b>	<b>33.7</b>	<b>32.9</b>	<b>36.1</b>	<b>20.0</b>	<b>35.9</b>	<b>31.7</b>	<b>n.a.</b>

\* 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. 24. BALANCE DE GAS NATURAL, 2016-2031**  
(mmpcd)

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	tmca 2016-2031
Origen	7,736.2	8,018.3	8,323.4	9,011.5	9,274.2	9,304.0	9,385.8	9,266.6	9,392.8	9,507.5	9,672.9	9,673.9	9,866.0	9,826.7	9,754.2	9,658.8	1.5
Producción nacional	3,569.1	3,170.3	3,014.7	3,310.2	3,195.8	3,546.3	3,426.1	3,522.3	3,715.0	4,015.4	4,010.7	4,145.3	4,387.4	4,481.0	4,950.3	5,046.3	2.3
Importación	4,168.1	4,848.0	5,308.8	5,701.3	6,078.4	5,757.7	5,959.7	5,744.3	5,677.9	5,492.1	5,662.1	5,528.6	5,478.6	5,345.7	4,804.0	4,612.5	0.7
Destino	7,621.3	8,018.8	8,324.0	9,012.1	9,274.9	9,304.7	9,386.5	9,267.3	9,393.6	9,508.4	9,673.7	9,674.8	9,867.0	9,827.7	9,755.3	9,659.9	1.6
Demanda nacional	7,618.7	8,017.0	8,322.2	9,011.5	9,273.8	9,303.2	9,384.8	9,265.7	9,392.5	9,508.0	9,673.6	9,674.8	9,867.0	9,827.7	9,755.3	9,659.9	1.6
Sector petrolero	2,034.8	2,006.4	2,006.4	2,290.9	2,309.1	2,275.4	2,305.1	2,210.4	2,176.3	2,124.8	2,044.4	1,947.8	1,868.9	1,778.4	1,680.5	1,546.7	-1.8
Sector industrial	1,484.1	1,496.8	1,593.0	1,749.1	1,832.6	1,853.1	1,873.1	1,890.5	1,907.3	1,919.4	1,930.9	1,941.7	1,949.2	1,954.3	1,958.3	1,964.1	1.9
Sector eléctrico	3,965.7	4,376.7	4,580.0	4,822.7	4,977.7	5,016.6	5,041.3	4,994.6	5,133.9	5,284.4	5,514.6	5,597.4	5,857.2	5,899.4	5,917.2	5,947.2	2.7
Sector residencial	94.8	96.6	100.6	104.8	108.5	111.9	115.0	117.7	120.3	122.6	124.8	126.8	128.7	130.4	132.0	132.8	2.3
Sector servicios	36.4	37.5	38.8	40.4	41.9	43.8	45.6	47.4	49.3	51.2	53.2	55.2	57.2	59.2	61.2	63.3	3.8
Sector Autotransporte	2.8	3.2	3.4	3.7	4.1	4.4	4.8	5.1	5.4	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0	6.0	5.9	5.0
Exportación	2.6	1.8	1.8	0.5	1.1	1.5	1.7	1.6	1.1	0.4	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	114.9	-0.5	-0.5	-0.6	-0.6	-0.7	-0.7	-0.7	-0.8	-0.8	-0.9	-0.9	-1.0	-1.0	-1.1	-1.1	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. 25. BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN NORESTE, 2016-2031**  
(mmpcd)

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	tmca 2016-2031
Origen	3,828.4	4,582.5	5,048.7	5,257.0	5,555.5	5,274.3	5,398.7	5,225.6	5,124.2	5,010.2	5,242.5	5,080.0	5,080.8	4,758.4	4,202.4	3,992.3	0.3
Producción regional	747.1	373.6	407.6	513.7	541.6	605.2	559.3	579.3	613.3	705.2	763.4	746.4	834.0	738.4	730.8	694.6	-0.5
Importación	3,081.3	4,208.9	4,641.1	4,743.3	5,013.9	4,669.0	4,839.4	4,646.3	4,511.0	4,305.0	4,479.1	4,333.6	4,246.8	4,020.0	3,471.6	3,297.7	0.5
De otras regiones	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	0.0	n.a.
Destino	3,830.2	4,582.5	5,048.7	5,257.0	5,555.5	5,274.3	5,398.7	5,225.6	5,124.2	5,010.2	5,242.5	5,080.0	5,080.8	4,758.4	4,202.4	3,992.3	0.3
Demanda regional	2,499.5	2,580.1	2,819.6	2,909.6	2,965.7	2,905.9	2,927.3	2,895.6	2,880.6	2,877.4	3,002.1	3,038.2	3,219.4	3,163.6	3,170.8	3,170.8	1.6
Sector petrolero	213.8	209.8	209.8	241.6	242.4	208.7	211.2	206.6	204.3	201.4	196.9	191.7	187.6	182.8	177.7	171.0	-1.5
Sector industrial	528.9	534.7	572.5	608.9	616.6	623.3	629.8	635.5	640.9	644.8	648.5	652.0	654.5	656.2	657.5	659.4	1.5
Sector eléctrico	1,676.4	1,755.4	1,954.6	1,974.8	2,020.6	1,985.9	1,996.4	1,961.8	1,942.0	1,935.9	2,059.5	2,095.7	2,276.8	2,222.3	2,231.5	2,235.2	1.9
Sector residencial	60.0	57.7	59.2	60.3	61.5	62.7	63.8	64.8	65.8	66.7	67.6	68.4	69.2	69.9	70.6	70.6	1.1
Sector servicios	20.3	22.3	23.3	23.8	24.4	25.1	25.8	26.6	27.4	28.2	29.1	30.1	31.0	32.0	33.1	34.2	3.5
Sector Autotransporte	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	14.0
Exportación	2.2	1.8	1.8	0.5	1.1	1.5	1.7	1.6	1.1	0.4	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
A otras regiones	1,328.5	2,000.5	2,227.3	2,346.9	2,588.8	2,366.9	2,469.7	2,328.4	2,242.4	2,132.4	2,240.3	2,041.7	1,861.4	1,594.7	1,031.6	821.4	-3.2
Variación de inventarios y diferencias	-1.8	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	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. 26. BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN NOROESTE, 2016-2031**  
(mmpcd)

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	tmca 2016-2031
Origen	641.7	639.2	667.7	958.0	1,064.5	1,088.7	1,120.4	1,098.0	1,166.9	1,187.1	1,183.0	1,195.0	1,231.8	1,325.7	1,332.4	1,314.8	4.9
Producción regional	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	0.0	n.a.
Importación	641.7	639.2	667.7	958.0	1,064.5	1,088.7	1,120.4	1,098.0	1,166.9	1,187.1	1,183.0	1,195.0	1,231.8	1,325.7	1,332.4	1,314.8	4.9
De otras regiones	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	0.0	n.a.
Destino	608.5	639.7	668.3	958.6	1,065.1	1,089.3	1,121.1	1,098.7	1,167.7	1,187.9	1,183.9	1,195.9	1,232.8	1,326.7	1,333.4	1,315.9	5.3
Demanda regional	608.1	639.7	668.3	958.6	1,065.1	1,089.3	1,121.1	1,098.7	1,167.7	1,187.9	1,183.9	1,195.9	1,232.8	1,326.7	1,333.4	1,315.9	5.3
Sector petrolero	1.0	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	2.5
Sector industrial	34.2	35.0	35.7	95.9	156.1	157.8	159.4	161.0	162.5	163.5	164.4	165.3	165.8	166.1	166.3	166.6	11.1
Sector eléctrico	571.3	600.7	628.5	858.5	904.8	927.2	957.1	933.1	1,000.4	1,019.5	1,014.4	1,025.5	1,061.7	1,155.2	1,161.6	1,143.7	4.7
Sector residencial	1.3	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Sector servicios	0.3	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	-0.8	-0.8	-0.9	-0.9	-1.0	-1.0	-1.1	-1.1	n.a.
Sector Autotransporte	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	0.0	n.a.
Exportación	0.5	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	n.a.
A otras regiones	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	0.0	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	33.2	-0.5	-0.5	-0.6	-0.6	-0.7	-0.7	-0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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. 27. BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2016-2031**  
(mmpcd)

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	tmca 2016- 2031
Origen	1,255.0	1,068.4	1,093.7	1,162.4	1,235.0	1,275.0	1,252.7	1,257.9	1,259.7	1,356.6	1,488.8	1,493.4	1,487.0	1,490.1	1,492.8	1,478.3	1.1
Producción regional	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	0.0	n.a.
Importación	445.0	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	0.0	n.a.
De otras regiones	809.9	1,068.4	1,093.7	1,162.4	1,235.0	1,275.0	1,252.7	1,257.9	1,259.7	1,356.6	1,488.8	1,493.4	1,487.0	1,490.1	1,492.8	1,478.3	4.1
Destino	1,203.1	1,068.4	1,093.7	1,162.4	1,235.0	1,275.0	1,252.7	1,257.9	1,259.7	1,356.6	1,488.8	1,493.4	1,487.0	1,490.1	1,492.8	1,478.3	1.4
Demanda regional	1,203.1	1,068.4	1,093.7	1,162.4	1,235.0	1,275.0	1,252.7	1,257.9	1,259.7	1,356.6	1,488.8	1,493.4	1,487.0	1,490.1	1,492.8	1,478.3	1.4
Sector petrolero	56.8	37.7	37.7	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	1.4
Sector industrial	419.3	421.6	453.9	484.6	490.4	495.6	500.5	504.7	508.7	511.6	514.3	516.9	518.6	519.8	520.8	522.2	1.5
Sector eléctrico	712.8	597.5	590.3	594.8	660.4	694.1	665.9	666.1	663.1	756.4	885.3	886.9	878.2	879.6	881.1	864.8	1.3
Sector residencial	6.6	6.8	7.2	7.6	8.2	8.7	9.1	9.4	9.7	9.9	10.1	10.3	10.4	10.5	10.6	10.7	3.3
Sector servicios	7.3	4.3	4.0	4.5	5.0	5.5	5.9	6.4	6.8	7.2	7.6	7.9	8.2	8.5	8.8	9.1	1.4
Sector Autotransporte	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	7.2
Exportación	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	0.0	n.a.
A otras regiones	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	0.0	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	51.8	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	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. 28. BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN CENTRO, 2016-2031**  
(mmpcd)

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	tmca 2016-2031
Origen	885.1	916.2	946.8	1,031.6	984.7	966.6	984.1	917.7	836.7	837.0	837.8	839.6	870.1	870.0	881.9	882.6	0.0
Producción regional	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
De otras regiones	885.1	916.2	946.8	1,031.6	984.7	966.6	984.1	917.7	836.7	837.0	837.8	839.6	870.1	870.0	881.9	882.6	0.0
Destino	885.1	916.2	946.8	1,031.6	984.7	966.6	984.1	917.7	836.7	837.0	837.8	839.6	870.1	870.0	881.9	882.6	0.0
Demanda regional	885.1	916.2	946.8	1,031.6	984.7	966.6	984.1	917.7	836.7	837.0	837.8	839.6	870.1	870.0	881.9	882.6	0.0
Sector petrolero	84.7	75.8	75.8	133.9	96.6	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	-2.4
Sector industrial	330.5	337.9	359.0	381.9	387.4	392.3	397.0	401.1	405.1	407.9	410.6	413.1	414.8	415.9	416.8	418.1	1.6
Sector eléctrico	432.3	461.7	468.3	469.4	451.7	463.4	473.8	401.3	314.4	310.1	306.4	304.0	331.4	328.8	338.4	336.7	-1.7
Sector residencial	26.9	28.6	30.7	32.6	34.4	36.1	37.5	38.8	40.0	41.1	42.1	43.1	44.0	44.8	45.5	46.1	3.7
Sector servicios	8.3	9.6	10.2	10.9	11.5	12.1	12.6	13.2	13.8	14.4	15.0	15.7	16.3	16.9	17.5	18.1	5.3
Sector Autotransporte	2.4	2.5	2.7	2.9	3.2	3.5	3.8	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.4	4.4	4.4	4.3	4.1
Exportación	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	0.0	n.a.
A otras regiones	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	0.0	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	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	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.

## GLOSARIO

<b>Autotanque</b>	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.
<b>Calidad del gas natural</b>	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.
<b>Carrotanque</b>	Recipiente diseñado para trabajar a presión o en condiciones atmosféricas, montado sobre una plataforma o directamente sobre ruedas para transportarlo sobre rieles.
<b>Ciclo combinado</b>	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.
<b>Centro Procesador de Gas</b>	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.
<b>Cogeneración</b>	Tecnología para producir en forma secuencial dos tipos de energía útiles a los procesos industriales. Normalmente energía eléctrica y energía térmica.
<b>Combustible</b>	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.

<b>Combustibles líquidos o gaseosos</b>	<b>fósiles</b>	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.
<b>Criogénica</b>		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.
<b>Distribución</b>		Actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas natural por medio de ductos dentro de una zona geográfica.
<b>Ductos</b>		Las tuberías e instalaciones para la conducción de gas natural o gas licuado.
<b>Endulzadora</b>		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.
<b>Endulzamiento</b>		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 <sub>2</sub> y el azufre absorbido en forma de ácido sulfhídrico.
<b>Estación de compresión</b>		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.
<b>Fraccionamiento líquidos.</b>	<b>de</b>	Proceso mediante el cual se separan por destilación los condensados y los líquidos del gas, para obtener principalmente gas L.P. y gasolina

<b>Gas ácido</b>	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.
<b>Gas amargo</b>	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.
<b>Gas asociado</b>	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).
<b>Gas dulce</b>	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.
<b>Gas húmedo</b>	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 metano es en cantidades tales que permite sus proceso comercial.
<b>Gas natural</b>	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.
<b>Gas natural comprimido</b>	Gas natural seco almacenado a una presión de 200-250 atmósferas en estado gaseoso en un recipiente.
<b>Gas natural licuado</b>	Gas natural compuesto predominantemente de metano ( $\text{CH}_4$ ), que para facilitar su transporte, se licua mediante enfriamiento a aproximadamente menos $161^\circ\text{C}$ a presión

atmosférica.

<b>Gas no asociado</b>	Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.
<b>Gas seco</b>	Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. También se obtiene de las plantas de proceso.
<b>Gasificación</b>	Producción de combustible gaseoso a partir de combustible sólido o líquido.
<b>Gasoducto</b>	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.
<b>Henry Hub</b>	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).
<b>Licuefacción del gas</b>	Proceso de enfriamiento del gas natural a una temperatura de $-162^{\circ}\text{C}$ , 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.
<b>Metano</b>	Gas que cuando se encuentra puro es incoloro, inodoro e insípido, más ligero que el aire. Su temperatura de condensación a la presión normal (1 atmósfera) es de $-161.5^{\circ}\text{C}$ , 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 $\text{CH}_4$ . 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.



<b>Normas Oficiales Mexicanas</b>	Normas de carácter obligatorio que expiden las dependencias competentes sujetándose a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
<b>Permisionario</b>	Titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución
<b>Precio de referencia</b>	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.
<b>Precio de venta de primera mano</b>	El precio máximo de gas L.P. que PEMEX Gas y Petroquímica Básica podrá trasladar en las ventas de primera mano a los distribuidores.
<b>Proceso criogénico</b>	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.
<b>Transporte</b>	Recepción, conducción y entrega del gas natural, por medio de ductos, a personas que no son usuarios finales.
<b>Usuario</b>	Persona que utiliza o solicita los servicios de un permisionario.
<b>Usuario final</b>	Persona que adquiere gas para su consumo
<b>Venta de primera mano</b>	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

## REFERENCIAS ELECTRÓNICAS

- <https://www.gob.mx/sener/articulos/ronda-cero-y-migracion-de-contratos-de-pemex>.
- <sup>1</sup><https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/plan-quinquenal-de-licitaciones-para-la-exploracion-y-extraccion-de-hidrocarburos-2015-2019-98261>
- <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/proceso-de-contratacion-de-servicios-especializados-76054>
- <sup>1</sup>[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/274410/531\\_DGGNP\\_003\\_17\\_TVA\\_4\\_PP\\_29\\_Prontuario\\_de\\_gas\\_natural\\_Reporte\\_noviembre\\_2017.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/274410/531_DGGNP_003_17_TVA_4_PP_29_Prontuario_de_gas_natural_Reporte_noviembre_2017.pdf)
- <sup>1</sup><https://www.gob.mx/cenagas/prensa/adjudica-el-cenagas-2-346-021-gj-d-en-la-primer-temporada-abierta-del-sistrangas>
- <sup>1</sup><https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/periodo-swaps-de-reserva-de-capacidad>
- <https://www.gob.mx/cenagas/prensa/cenagas-adjudico-el-29-2-de-la-capacidad-disponible-en-ductos-de-internacion-como-resultado-de-la-1a-subasta-anual-en-ductos-de-internacion>.
- <https://www.gob.mx/cre/documentos/indice-de-referencia-nacional-de-precios-de-gas-natural-al-mayoreo-ipgn?idiom=es>

**Notas aclaratorias:**

- La suma de los datos numéricos o porcentuales en el texto, cuadros, tablas, gráficas o figuras, podría no coincidir con exactitud con los totales, debido al redondeo de cifras.
- La información correspondiente al último año histórico está sujeta a revisiones posteriores.
- De manera análoga al caso de suma de cifras, el cálculo manual de tasas de crecimiento promedio anual podría no coincidir en forma precisa con los valores reportados debido al redondeo de cifras.
- En la modalidad de Productor Independiente de Energía (PIE), las cifras reportadas bajo el concepto capacidad autorizada y capacidad en operación no necesariamente deben coincidir con las cifras reportadas bajo el concepto de capacidad neta contratada por CFE.

**Referencias para la recepción de comentarios**

Los lectores interesados en aportar comentarios, realizar observaciones o formular consultas pueden dirigirse a:

**Subsecretaría de Planeación y Transición Energética****Secretaría de Energía**

Insurgentes Sur 890, piso 3, Col. del Valle

México D.F. 03100

Tel: +(5255) 5000-6000 ext. 1418

**Coordinación de la publicación:****Dirección General de Planeación e Información Energéticas**

Tel: +(5255) 5000-6000 ext. 2477, 2217, 1418

E-mail: [prospectivas@energia.gob.mx](mailto:prospectivas@energia.gob.mx)