



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



PROSPECTIVA DE GAS NATURAL

2018-2032

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL

2018-2032



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

MÉXICO, 2018

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)

Eder García Jiménez

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

Alain de los Ángeles Ubaldo Higuera

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

Thalia Ramírez Flores

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

Portada:

Apoyo administrativo: Paulina Moreno Rodríguez

2018. Secretaría de Energía

AGRADECIMIENTOS

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

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Comisión Reguladora de Energía

Centro Nacional de Control de Gas Natural

Comisión Federal de Electricidad

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

Subsecretaría de Hidrocarburos

Instituto Mexicano del Petróleo

Petróleos Mexicanos

Energía Costa Azul

Gas del Litoral

Terminal KMS de GNL

Secretaría de Hacienda y Crédito Público



ÍNDICE

Índice	6
Índice de cuadros	8
Índice de tablas.....	9
Índice de figuras	10
Presentación.....	12
Introducción.....	13
Resumen Ejecutivo	14
Capítulo Uno. Marco regulatorio de gas natural	17
1.1 Regulación de la cadena de valor del gas natural en México.	18
1.2 Sistema de reguladores del sector energético	20
1.3 Estrategia integral de suministro de gas natural.....	21
1.4 Descripción de la cadena de valor de gas natural.....	23
➤ Exploración/Extracción	23
➤ Procesamiento de gas natural.....	25
➤ Transporte de gas natural.....	26
➤ Comercialización de gas natural.....	29
➤ Índices de referencia de precios de gas natural.....	30
Capítulo Dos. Mercado histórico de gas natural.....	31
2.1 Contexto global del mercado de gas natural.....	32
2.2 Demanda nacional histórica de gas natural.....	35
2.3 Demanda nacional de gas natural por sector	36
Sector Eléctrico.....	37
Sector Industrial	38
Sector Petrolero	40
Sector Autotransporte	41
Sector Residencial.....	42
Sector Servicios	43

2.4 Demanda regional de gas natural	44
2.5 Reservas de gas natural.....	45
2.6 Producción nacional de gas natural	46
2.7 Comercio exterior de gas natural.....	47
2.8 Precios de gas natural	48
2.9 Balance nacional de gas natural 2007-2017	49
2.10 Infraestructura actual de gas natural	50
Capítulo Tres. Mercado Prospectivo de gas natural.....	56
3.1 Demanda nacional de gas natural.....	57
3.2 Demanda sectorial de gas natural	58
Sector Eléctrico.....	58
Sector Industrial	61
Sector Petrolero	63
Sector Residencial.....	64
Sector Servicios	65
Sector Autotransporte	67
3.3 Demanda regional de gas natural	68
3.4 Producción de gas natural.....	70
3.4.1 Producción por Actividad.....	71
3.4.2 Producción por Origen	73
3.4.3 Producción por Región.....	74
3.5 Proyectos de infraestructura de gas natural por desarrollar.....	76
3.6 Comercio exterior de gas natural.....	78
3.7 Balance Nacional de gas natural 2017-2032.....	79
3.8 Normatividad de las prospectivas del sector energético.....	80
Anexo I.....	81
Ejercicio de sensibilidad para el sector industrial.....	81
Glosario	96
Abreviaturas.....	100



Referencias Electrónicas	102
--------------------------------	-----

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. 1 Principios rectores del sistema de reguladores del sector energético.....	21
Cuadro 1. 2 Implementación de la reforma energética en la cadena de valor del gas natural.....	22
Cuadro 1. 3 Situación actual de la cadena de valor de gas natural en México.....	23
Cuadro 1. 4 Autorizaciones de reconocimiento y exploración superficial	25
Cuadro 1. 5 Tecnologías para el almacenamiento de gas natural en México.....	28
Cuadro 1. 6 Implementación del programa de cesión de contratos de gas natural.....	29
Cuadro 2. 1 Comercio global de gas natural y gas natural licuado al cierre de 2017.....	34
Cuadro 2. 2 Balance nacional de gas natural 2007-2017.....	49
Cuadro 2. 3 Proyectos en vigencia acorde a la tercera revisión anual al plan quinquenal 2015-2019.....	51
Cuadro 2. 4 Permisos de transporte de acceso abierto de gas natural por medio de ductos.....	52
Cuadro 2. 5 Centros procesadores de gas en México	54
Cuadro 3. 1 Programa de construcción de centrales de generación de ciclo combinado 2018-2032.....	60
Cuadro 3. 2 Programa de construcción de centrales de generación de turbogás 2018-2032.....	61
Cuadro 3. 3 Consumo regional de gas natural por estado, 2017-2032.	69
Cuadro 3. 4 Premisas generales de producción 2018-2032	70
Cuadro 3. 5 Premisas de producción 2018-2032, Escenario máximo.....	70
Cuadro 3. 6 Premisas de producción 2018-2032, Escenario mínimo	71
Cuadro 3. 7 Otros proyectos previstos en el Plan Quinquenal.....	76
Cuadro 3. 8 Proyectos de interconexión e indicativos a cuenta y riesgo de particulares.....	77
Cuadro 3. 9 Balance nacional de gas natural, 2017-2032.....	79
Cuadro A. 1 Demanda nacional de gas natural por sector, 2007-2017	83
Cuadro A. 2 Demanda nacional de combustibles del sector eléctrico, 2007-2017	83
Cuadro A. 3 Demanda nacional de combustibles del sector autotransporte, 2007-2017	84
Cuadro A. 4 Demanda nacional de combustibles del sector industrial, 2007-2017	84
Cuadro A. 5 Demanda nacional de combustibles del sector petrolero, 2007-2017	85
Cuadro A. 6 Demanda nacional de combustibles del sector residencial, 2007-2017	85
Cuadro A. 7 Demanda nacional de combustibles del sector servicios, 2007-2017	86
Cuadro A. 8 Consumo nacional de gas natural del sector industrial, 2007-2017	86
Cuadro A. 9 Demanda de gas natural por sector, 2017-2032.....	87
Cuadro A. 10 Demanda de combustibles en el sector eléctrico, 2017-2032.....	87

Cuadro A. 11 Demanda de combustibles en el sector industrial, 2017-2032.....	88
Cuadro A. 12 Demanda de combustibles en el sector petrolero, 2017-2032	88
Cuadro A. 13 Demanda de combustibles en el sector residencial, 2017-2032	89
Cuadro A. 14 Demanda de combustibles en el sector servicios, 2017-2032.....	89
Cuadro A. 15 Balance nacional de gas natural, 2007-2017	90
Cuadro A. 16 Balance de gas natural región noroeste, 2007-2017	90
Cuadro A. 17 Balance de gas natural región noreste, 2007-2017	91
Cuadro A. 18 Balance de gas natural región centro-occidente, 2007-2017	91
Cuadro A. 19 Balance de gas natural región centro, 2007-2017	92
Cuadro A. 20 Balance de gas natural región sur-sureste, 2007-2017	92
Cuadro A. 21 Balance nacional de gas natural, 2017-2032	93
Cuadro A. 22 Balance de gas natural región noreste, 2017-2032	93
Cuadro A. 23 Balance de gas natural región noroeste, 2017-2032.....	94
Cuadro A. 24 Balance de gas natural región centro-occidente, 2017-2032	94
Cuadro A. 25 Balance de gas natural región centro, 2017-2032	95
Cuadro A. 26 Balance de gas natural región sur-sureste, 2017-2032	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 Resumen de las Rondas de Licitación.....	24
Tabla 1. 2 Migración de Asignaciones de PEMEX a contratos.....	24
Tabla 1. 3 Centros procesadores de gas instalados en México	26



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Leyes aprobadas y modificadas derivado de la Reforma Energética.....	17
Figura 1. 2 Reglamentos aprobados y modificados derivado de la reforma energética.....	18
Figura 1. 3 Diagrama de flujo del procesamiento de gas natural	26
Figura 2. 1 Reservas globales probadas de gas natural al cierre de 2017	32
Figura 2. 2 Producción mundial de gas natural, 2017.....	33
Figura 2. 3 Demanda mundial de gas natural, 2017	33
Figura 2. 5 Demanda nacional histórica de gas natural	35
Figura 2. 6 Demanda nacional de gas natural por sector, 2017	36
Figura 2. 7 Demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico, 2017	37
Figura 2. 8 Demanda histórica de gas natural en el sector eléctrico, 2007-2017.....	38
Figura 2. 9 Demanda de combustibles fósiles en el sector industrial, 2017.....	38
Figura 2. 10 Demanda histórica de gas natural en el sector industrial, 2007-2017	39
Figura 2. 11 Consumo nacional de gas natural del sector industrial, 2017	39
Figura 2. 12 Demanda de combustibles fósiles en el sector petrolero, 2017	40
Figura 2. 13 Demanda histórica de gas natural en el sector petrolero	40
Figura 2. 14 Demanda histórica de gas natural en el sector autotransporte.....	41
Figura 2. 15 Demanda de combustibles fósiles en el sector autotransporte, 2017	41
Figura 2. 16 Demanda de combustibles en el sector residencial, 2017	42
Figura 2. 17 Demanda histórica de gas natural en el sector residencial.....	42
Figura 2. 18 Demanda de combustibles en el sector servicios, 2017	43
Figura 2. 19 Demanda histórica de gas natural en el sector servicios.....	43
Figura 2. 20 Demanda regional de gas natural, 2017	44
Figura 2. 21 Reservas remanentes totales por región estimadas al 1 de enero de 2018.....	45
Figura 2. 22 Reservas remanentes totales por categoría al 1 de enero de 2018.....	45
Figura 2. 23 Producción histórica de gas natural por tipo con nitrógeno.....	46
Figura 2. 24 Producción de gas natural por región, sin nitrógeno, 2017	46
Figura 2. 25 Importación histórica de gas natural	47
Figura 2. 26 Precios de referencia para gas natural en México.....	48
Figura 2. 27 Puntos de internación de gas natural en México	55
Figura 2. 28 Infraestructura de gas natural, 2017	54
Figura 3. 1 Demanda nacional de gas natural, 2017-2032.....	57
Figura 3. 2 Demanda de gas natural por sector, 2017 y 2032.....	58
Figura 3. 3 Demanda de Combustibles en el Sector Eléctrico, 2017-2032.....	59
Figura 3. 4 Demanda de Combustibles Fósiles en el Sector Industrial, 2017-2032.....	61

Figura 3. 5 Demanda Industrial de Gas Natural por Grupo de Ramas, 2032	62
Figura 3. 6 Demanda Nacional de Combustibles en el Sector Petrolero, 2017-2032	63
Figura 3. 7 Demanda Nacional de Combustibles en el Sector residencial, 2017-2032.....	64
Figura 3. 8 Demanda Nacional de Combustibles en el Sector servicios, 2017-2032.	65
Figura 3. 9 Ahorro de gas natural en los sectores residencial y servicios,2017-2032.....	66
Figura 3. 10 Demanda de combustibles en el sector autotransporte, 2017-2032.....	67
Figura 3. 11 Producción de gas, Escenarios máximo y mínimo, 2018-2032.....	71
Figura 3. 12 Producción de gas por actividad, escenario máximo 2018-2032	72
Figura 3. 13 Producción de gas por actividad, escenario mínimo 2018-2032.....	72
Figura 3. 14 Producción de gas natural por origen, escenario máximo 2018-2032.....	73
Figura 3. 15 Producción de gas natural por origen, escenario mínimo 2018-2032.....	74
Figura 3. 16 Producción de gas por región, escenario máximo 2018-2032	74
Figura 3. 17 Producción de gas por región, escenario mínimo 2018-2032.....	75
Figura 3. 18 Importaciones de gas natural, 2017-2032.....	78



PRESENTACIÓN

El sector energético nacional ha presentado en los últimos años una gran transformación a nivel constitucional, en la que se establecieron nuevos instrumentos regulatorios que fijaron las bases para la creación y funcionamiento de nuevos modelos de mercado, los cuales permiten la participación de la iniciativa privada y de las empresas productivas del Estado (EPE'S) bajo reglas claramente definidas y en igualdad de circunstancias para el desarrollo de una industria energética sustentable, competitiva y eficiente.

El modelo energético actual está permitiendo que México se adapte a los retos nacionales e internacionales en el sector y con ello, se están atrayendo inversiones y asimilando nuevas tecnologías con el objeto de fortalecer nuestra seguridad energética y revertir las tendencias a la baja en la producción de hidrocarburos.

En materia de gas natural, se ha dado continuidad a la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural (EISGN), permitiendo robustecer la infraestructura de transporte por gasoductos mediante el desarrollo de planes quinquenales y políticas públicas que aseguran el abastecimiento del energético en óptimas condiciones de seguridad, calidad y precio.

Entre diciembre de 2012 y julio de 2018 se han concluido 17 nuevos gasoductos, los cuales han añadido 4,639 kilómetros (km) a la red nacional de gasoductos, lo que representa un incremento del 40.9%. Además, se ha dado un gran paso en cuanto a seguridad energética se refiere, a través de la emisión de la Política Pública en materia de Almacenamiento de Gas Natural el pasado 28 de marzo de 2018, la cual establece la obligación de constituir almacenamiento estratégico, operativo y comercial. Esta Política Pública permitirá obtener mayor seguridad energética nacional para mitigar los impactos de interrupción del suministro y, de esta manera, otorgar continuidad a la distribución del combustible.

INTRODUCCIÓN

El gas natural ha jugado un rol importante en la transición energética por ser la energía fósil más limpia, eficiente y económica en comparación a otras energías fósiles y es uno de los combustibles que mantiene un crecimiento significativo en los próximos quince años dentro de la matriz energética nacional.

La prospectiva de Gas Natural 2018-2032, es un instrumento de política energética que muestra el comportamiento dinámico de la oferta y la demanda a nivel regional y sectorial con un horizonte de planeación de quince años, en ella se aborda también la evolución del mercado histórico.

La presente publicación pretende continuar sentando las bases para el desarrollo de nuevos proyectos dirigidos al mercado de gas natural y, con ello, identificar las necesidades futuras para el abasto seguro y confiable de este combustible.

Los avances obtenidos en el actual mercado de gas natural se han logrado gracias a la coordinación de la Secretaría de Energía con los Órganos Reguladores en Materia Energética y el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS).

La Prospectiva está integrada por tres capítulos en los que se muestra el comportamiento del mercado de gas natural en nuestro país, tanto histórico como prospectivo, dentro del marco legal vigente. El primero hace mención de las leyes y reglamentos que rigen a la cadena de valor de los hidrocarburos, así como de los avances que se han obtenido a partir de la Reforma Energética. El segundo capítulo muestra la demanda y la producción registrada en los últimos diez años, además se abordan los avances en la expansión de la infraestructura de gasoductos del país y se muestran los precios actuales nacionales e internacionales. El tercer capítulo describe el comportamiento estimado de la demanda de gas natural para los próximos 15 años a nivel regional y sectorial, así mismo se presentan los escenarios de producción de gas natural, los cuales se determinaron mediante la colaboración de Petróleos Mexicanos, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía.



RESUMEN EJECUTIVO

El contenido de la Prospectiva se desglosa en tres capítulos que se describen a continuación.

Capítulo Uno. Marco Regulatorio de Gas Natural

El cambio paradigmático derivado de las modificaciones constitucionales trajo consigo la creación de leyes, reglas y normas totalmente nuevas y la reestructuración de otras existentes que han permitido impulsar a la industria de los hidrocarburos hacia la modernización. Anteriormente, las actividades estratégicas del sector estaban reservadas al Estado por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, ahora, el modelo de organización industrial del sector energético está considerado como uno de alto grado de apertura hacia la participación privada en todos los segmentos de la cadena de valor, lo cual está permitiendo sentar las bases para el desarrollo de mercados eficientes y competitivos del sector energético.

La cadena de valor de gas natural involucra un conjunto de actividades económicas que van desde la exploración, extracción y producción del hidrocarburo hasta su comercialización al usuario final, pasando por el procesamiento, transporte, almacenamiento y distribución.

A partir de la implementación de la Reforma Energética, se inició con la estrategia de nominar áreas de licitación para incrementar la capacidad del país en materia de exploración y extracción, incentivando la inversión nacional y extranjera. Actualmente, PEMEX y privados pueden explorar, extraer y suministrar los hidrocarburos del país.

Dichos procesos de licitación involucran los contratos de los bloques adjudicados mediante las denominadas Rondas de Licitación y los contratos de Asociaciones Estratégicas y de Asignaciones petroleras migradas a contratos de la Empresa Productiva del Estado PEMEX para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Después de extraer el gas, es necesario procesarlo de tal manera que cumpla con los requerimientos necesarios para su uso final y los estándares regulatorios. Para cada yacimiento, la composición del gas natural es única, por lo que el tratamiento implementado en cada campo de producción puede ser diferente. Actualmente, la SENER expide los permisos para el procesamiento de gas natural acorde a lo establecido en el artículo 48 de la Ley de Hidrocarburos.

Respecto al transporte y almacenamiento 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 quien actúa con dos roles: (1) gestor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), el cual está conformado por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), Gasoductos de Tamaulipas (GdT), Gasoducto Zacatecas, Gasoductos del Bajío (GdB), Gasoductos del Noreste (GdN o Ramones Fase I), TAG Pipelines Norte (TPN o Ramones Fase II-Norte) y TAG Pipelines Sur (TPS o Ramones Fase II-Sur); y (2) permisionario de transporte de gas natural, operando y manteniendo ductos propios en dos sistemas de transporte, el SNG y el Sistema Naco-Hermosillo.

Actualmente, el SISTRANGAS comprende una red integrada de gasoductos, para fines tarifarios, con acceso abierto efectivo y con una diversidad de usuarios. En cumplimiento al marco jurídico vigente, el CENAGAS en su carácter de Gestor Independiente de este Sistema debe proponer a la SENER los Planes Quinquenales de Expansión del SISTRANGAS, así como sus respectivas revisiones anuales.

En octubre de 2015 la SENER publicó el primer Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019, a propuesta del CENAGAS y con la opinión técnica de la CRE. Desde dicha publicación, cada año CENAGAS ha propuesto las respectivas revisiones anuales a este Plan con objeto de reflejar las condiciones del mercado de gas natural dentro del SISTRANGAS, que actualmente comprende la única red de gasoductos integrada del país.

Respecto al almacenamiento de gas natural, esta es una infraestructura clave en la cadena de valor, ya que permite incrementar la seguridad energética de un sistema o del mercado, así como fortalecer la estabilidad del suministro de este hidrocarburo, derivado de ello en marzo de 2018 la SENER publicó la Política Pública en Materia de Almacenamiento de Gas Natural¹, Dicho instrumento tiene el objetivo de establecer los incentivos para que el país cuente con inventarios operativos y estratégicos que constituyan la base de la garantía de suministro del gas natural, así como el aprovechamiento eficiente de la infraestructura existente y el desarrollo de nueva infraestructura de almacenamiento.

Capítulo Dos. Marco Histórico de Gas Natural

De acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energía, (EIA por sus siglas en inglés), en 2017 la producción mundial de gas natural fue de 364.5 mmpcd lo cual representó un incremento de 3.6% respecto a 2016. De la producción global de gas natural durante 2017, el 66% provino de países no miembros de la OECD, misma que fue liderada por Rusia con 61.5 mmpcd. El resto de la producción (34%) provino de los 35 países que integran el bloque económico-político OECD, siendo Estados Unidos el líder en la producción con 71.1 mmpcd.

Respecto a la demanda mundial de gas natural esta incrementó 3.2% respecto a 2016, registrando un volumen de 363.4 mmpcd. La participación en el total del consumo de los países no miembros de la OECD fue de 57%, y el resto de los países que si pertenecen.

En el periodo 2007-2017 el consumo nacional de gas natural incrementó 28.4%, liderado por el uso del energético en el sector eléctrico asociado al cambio tecnológico que ha venido privilegiando a la generación de electricidad mediante ciclos combinados. Al cierre de 2017, la participación del gas natural en la matriz energética del consumo eléctrico fue de 67.8%, seguido del combustible, carbón, coque de petróleo y diésel.

Al cierre de 2017, el sector industrial demandó 2,708.2 millones de pies cúbicos de gas natural equivalente (mmpcdgne) de combustibles fósiles, la participación del gas natural en el sector fue de 59.2%.

La demanda de gas natural en el sector petrolero fue de 2,012.1 mmpcd, 5.1% menor respecto al año anterior, la disminución en el consumo de gas natural está asociada a la menor actividad de sus procesos internos debido principalmente a una reducción en la asignación presupuestal a PEMEX Exploración & Producción, aunado a los retos operativos de PEMEX Transformación Industrial que se vieron impactados por los desastres naturales registrados a partir del tercer trimestre de 2017.

En 2017, la demanda nacional de combustibles fósiles en el sector autotransporte totalizó 5,841.2 mmpcdgne, 2.2% menor que en 2016, derivado de la modificación en el mecanismo de precio de los combustibles de transporte en el primer trimestre del año, por su parte, el consumo de gas natural comprimido se duplicó al pasar de 2.8 mmpcd en 2016 a 5.6 mmpcd en 2017.

La demanda de combustibles utilizados en el sector residencial durante 2017 fue de 1,153.2 mmpcdgne, siendo el gas L.P. el combustible de mayor consumo, seguido de la leña y gas natural. El volumen empleado de combustibles en el sector servicios fue de 269.1 mmpcdgne, disminuyó 1.0% respecto a 2016, mientras que la participación del gas natural fue de 13.0%.

La demanda de gas natural por estado se distribuye en cinco regiones de consumo: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste. La región que tuvo la mayor participación fue la Noreste, con un porcentaje de 32.4%, por el contrario, la región Noroeste presentó la menor demanda alcanzando un volumen de 640 mmpcd, la cual representó una participación de 7.8% del consumo total nacional.

¹ https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/312167/Documento_Pol_tica_P_blica_de_Almacenamiento.pdf



En 2017, se registró un volumen de importación de 4,815.1 mmpcd y representó un aumento de 15.5% respecto al año anterior. Del volumen total importado, el 87.6% (4,220.8 mmpcd) fue ingresado al país mediante ductos de internación, mientras que las importaciones mediante buque-tanque tuvieron una participación de 12.3%, registrando un volumen de 594.3 mmpcd.

Al 1 de enero de 2018, las reservas remanentes totales de gas natural registraron un volumen de 30,020.4 mmpcd, presentando un incremento de 3.6% respecto al año anterior. En 2017, la producción de gas natural fue de 5,068² mmpcd, de este total, 4,198 mmpcd fueron de gas hidrocarburo, 863 mmpcd de nitrógeno y 9.3 mmpcd de CO₂.

Capítulo Tres. Mercado Prospectivo de Gas Natural

Se estima que en 2032 la demanda nacional de gas natural sea de 9,920.5 mmpcd, lo que representará un incremento de 30.3% respecto a 2017, el sector eléctrico consumirá el 53.3% de la demanda total de gas natural, lo que corresponderá a un volumen de 5,292.3 mmpcd; le siguen los sectores industrial con 24.3% de participación; petrolero con 20.2%; residencial y servicios con 1.4% y 0.7% respectivamente; y finalmente, el sector autotransporte con 0.1%.

El sector eléctrico tendrá una demanda de combustibles fósiles de 6,697.2 mmpcdgne, lo que representará un incremento de 17.1% respecto a 2017. El consumo de gas natural pasará de 3,864.3 mmpcd a 5,292.3 mmpcd en 2032, lo que significará un incremento de 36.9%.

La demanda de combustibles en el sector petrolero alcanzará un volumen de 2,304.7 mmpcdgne, lo que representará un aumento de 6.8% respecto a 2017. El combustible más empleado en este sector continuará siendo el gas natural con una participación de 87.1% al final del periodo de estudio, seguido del gas L.P. con 6.1%, diésel con 3.7% y combustóleo con 3.0%.

Para 2032, se estima que la demanda de combustibles en el sector residencial presente una disminución de 9.1% respecto a 2017, pasando de 1,157.9 mmpcdgne a 1,052.2 mmpcdgne en 2032, el consumo de gas natural contribuirá con el 12.7% de la matriz energética de este sector y aumentará su demanda en 48.6%, pasando de 90.3 mmpcd a 134.2 mmpcd. El sector servicios tendrá un consumo de gas natural en aumento, pasando de 35.0 mmpcd a 65.1 mmpcd, lo que representará un 86% de incremento.

La demanda de combustibles fósiles en el sector autotransporte registrará un volumen de 7,981.0 mmpcdgne, lo que significará un aumento de 36.6% respecto a 2017.

De la demanda total de gas natural que se estima consumir hacia el 2032, la región Sur-Sureste será la que lidere el consumo regional del energético alcanzando un volumen de 2,880 mmpcd lo que representará un 29% del total regional, seguido de la región Noreste con 2,785.6 mmpcd (28%), Centro-Occidente con 1,832.5 mmpcd (18.4%), y, finalmente Noroeste y Centro con 1,727.6 mmpcd (17.4%), 693.9 (6.99%) mmpcd respectivamente.

La estimación de los escenarios de producción de gas natural (máximo y mínimo), se lleva a cabo mediante la interacción de información de la empresa productiva del Estado PEMEX, de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y de la Secretaría de Energía, resultado de lo anterior, se focalizan las premisas que darán origen a cada uno de los escenarios y se toman decisiones en conjunto para integrar cada uno de ellos.

El escenario máximo, alcanzará una producción de 7,369 mmpcd hacia el 2032, lo que representará un incremento de 79% respecto a 2017, en tanto el escenario mínimo se estima que alcance un volumen de 4,892 mmpcd, lo que significaría un incremento de 18.8%.

Se estima que para 2032 las importaciones de gas natural se reducirán en un 16.7% respecto a 2017, derivado del incremento en la producción del hidrocarburo en el escenario máximo de producción.

² No considera la producción de los Operadores de Rondas.

CAPITULO UNO

MARCO REGULATORIO DE GAS NATURAL

Las modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política han permitido abrir nuevas oportunidades de crecimiento, eliminando barreras tecnológicas y financieras que detenían el desarrollo de un sector tan fundamental como lo es el energético.

El cambio paradigmático derivado de las modificaciones constitucionales trajo consigo la creación de leyes, reglas y normas totalmente nuevas y la modificación de otras existentes que han permitido impulsar a la industria de los hidrocarburos hacia la modernización (Ver Figura 1.1 y Figura 1.2). Anteriormente, las actividades estratégicas del sector estaban reservadas al Estado por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, ahora, el modelo de organización industrial del sector energético está considerado como uno de alto grado de apertura hacia la participación privada en todos los segmentos de la cadena de valor, lo cual está permitiendo sentar las bases para el desarrollo de mercados eficientes y competitivos del sector energético.

Con esta Reforma y las leyes secundarias que la acompañan, se originó un nuevo arreglo institucional supervisado y regulado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), quienes constituyen los Órganos Reguladores Coordinados del sector energético con autonomía técnica, operativa y de gestión.

FIGURA 1. 1 LEYES APROBADAS Y MODIFICADAS DERIVADO DE LA REFORMA ENERGÉTICA.

Nuevas Leyes

- Ley de Hidrocarburos
- Ley de la Industria Eléctrica
- Ley de Energía Geotérmica
- Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
- Ley de Petróleos Mexicanos
- Ley de la Comisión Federal de Electricidad
- Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
- Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos
- Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo
- Ley de Transición Energética

Leyes Modificadas

- Ley de Inversión Extranjera
- Ley de Minería
- Ley de Asociaciones Público Privadas
- Ley de Aguas Nacionales
- Ley Federal de las Entidades Paraestatales
- Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público
- Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
- Ley Federal de Derechos
- Ley de Coordinación Fiscal
- Ley Federal de Presupuesto y responsabilidad Hacendaria
- Ley General de Deuda Pública

Fuente: SENER.

FIGURA 1. 2 REGLAMENTOS APROBADOS Y MODIFICADOS DERIVADO DE LA REFORMA ENERGÉTICA

Nuevos Reglamentos

- Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.
- Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.
- Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.
- Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos.
- Reglamento de la Ley de Energía Geotérmica.
- Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
- Reglamento de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad.
- Reglamento de la Ley de Asociaciones Público Privadas.
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental.
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera.
- Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos

Reglamentos Modificados

- Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.
- Reglamento Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- Reglamento Interior de la Secretaría de Economía.
- Reglamento Interior de la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano
- Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.
- Reglamento de la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable.
- Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Ordenamiento Ecológico.
- Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
- Reglamento de la Ley Minera.
- Reglamento de la Ley de Inversión Extranjera y del Registro Nacional de Inversiones Extranjeras.
- Reglamento Interno de la CRE.
- Reglamento Interior de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Fuente: SENER.

1.1 Regulación de la Cadena de Valor del Gas Natural en México.

La Ley de Hidrocarburos tiene por objeto regular las actividades que integran a la cadena de valor de los hidrocarburos y corresponde a la:

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), regular de manera eficiente y confiable la exploración y extracción de hidrocarburos en México para propiciar la inversión y el crecimiento económico.

Emitir la regulación y supervisión del cumplimiento por parte de los Asignatarios, Contratistas y Autorizados en las materias de su competencia y, específicamente, en las siguientes actividades:

- a) Reconocimiento y Exploración Superficial, incluyendo los criterios de confidencialidad y el derecho al aprovechamiento comercial de la información que se obtenga derivada de las mismas;
- b) El acopio, resguardo, uso, administración y actualización, así como, en su caso, la publicación de la información referida en el artículo 32 de esta Ley, por medio del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos;
- c) Exploración y Extracción de Hidrocarburos, incluyendo la elaboración de los respectivos planes para el dictamen a que se refiere el artículo 44 de esta Ley, así como el abandono y desmantelamiento;

- d) La Recolección de Hidrocarburos;
- e) La perforación de pozos;
- f) La cuantificación de Reservas y los Recursos Prospectivos y Contingentes;
- g) La certificación de Reservas de la Nación por parte de terceros independientes, así como el proceso de selección de los mismos;
- h) La medición de la producción de Hidrocarburos, considerando, al menos, la instalación y verificación de los sistemas de medición de acuerdo con estándares internacionales y que los mismos sean auditables por terceros con reconocida experiencia internacional;
- i) El aprovechamiento del Gas Natural asociado;
- j) Los estándares técnicos y operativos para maximizar el factor de recuperación de Hidrocarburos, y
- k) Los requerimientos de información a los sujetos obligados, así como los lineamientos de transferencia, recepción, uso y publicación de la información recibida.

El Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, tiene por objeto regular los permisos para realizar las actividades de tratamiento y refinación de petróleo, procesamiento de gas natural, exportación e importación de hidrocarburos y petrolíferos, transporte, almacenamiento, distribución, compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, comercialización y expendio al público.

A efecto de interpretar y aplicar las disposiciones del Reglamento, corresponde a la:

Secretaría de Energía (SENER), regular y supervisar, así como otorgar, modificar y revocar los permisos para las actividades siguientes:

- I. El tratamiento y refinación de Petróleo;
- II. El procesamiento del gas natural, y
- III. La exportación e importación de hidrocarburos y petrolíferos en términos de la Ley de Comercio Exterior y con el apoyo de la Secretaría de Economía.

Comisión Reguladora de Energía (CRE), regular y supervisar, así como otorgar, modificar y revocar los permisos para las siguientes actividades:

- I. Transporte y almacenamiento de hidrocarburos y petrolíferos;
- II. El transporte por ducto y el almacenamiento que se encuentre vinculado a ductos
- III. Distribución de gas natural y petrolíferos;
- IV. Regasificación, licuefacción, compresión y descompresión de gas natural,
- V. Comercialización y expendio al público de gas natural y petrolíferos
- VI. Distribución de combustibles para aeronaves, y
- VII. Gestión de los sistemas integrados, incluyendo el Sistema de Transporte de Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS).



En relación con la seguridad industrial y la protección al medio ambiente, corresponde a:

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente (ASEA), regular y supervisar en materia de seguridad industrial, operativa y de protección del medio ambiente, las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos, incluyendo las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones, así como el control de residuos.

La ASEA debe aportar los elementos técnicos para el diseño y la definición de la política pública en materia energética, de protección al medio ambiente y recursos naturales, así como para la formulación de los programas sectoriales en la materia.

1.2 Sistema de Reguladores del Sector Energético

En septiembre de 2017 se fundó el denominado Sistema de Reguladores del Sector Energético integrado por la ASEA, la CRE y la CNH, esta conformación derivó de la solicitud de asesoría por parte de los reguladores a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) con la intención de aprovechar la experiencia internacional de la organización en cuanto a las mejores prácticas internacionales en materia de regulación energética³.

Derivado de ello, el resultado fue el estudio “Impulsando el desempeño de los Órganos Reguladores en materia energética de México” el cual señala una serie de recomendaciones para fortalecer el arreglo institucional de los reguladores.

La primera recomendación realizada por la OCDE fue la formalización de un Grupo de Vinculación Regulatoria, el cual se atendió y llevo a cabo en abril de 2017 y cuyo objetivo es promover la coordinación de sus miembros para implementar la política regulatoria del sector energético; además de establecer la vinculación institucional con la industria e iniciar programas de trabajo para alcanzar fines específicos.

En consecuencia, durante septiembre de 2017 se llevó a cabo el primer taller de planeación estratégica entre los reguladores del sector energético y se fundó el denominado Sistema de Reguladores del Sector Energético, el cual será el medio por el cual se comuniquen y coordinen las acciones de los reguladores que estarán basadas en 5 principios fundamentales (Ver Cuadro 1.1).

³ Sistema de Reguladores del Sector Energético Plan Estratégico, 2018-2022.

CUADRO 1. 1 PRINCIPIOS RECTORES DEL SISTEMA DE REGULADORES DEL SECTOR ENERGÉTICO.

I. Independencia: Basar las decisiones de los reguladores en evidencia técnica y objetiva, evitando la influencia de los ciclos políticos, de los agentes regulados y factores externos.

II. Certeza Jurídica: Emitir criterios imparciales que faciliten la comprensión y cumplimiento de la regulación, para lograr consistencia, estabilidad y solidez en el actuar regulatorio

III. Transparencia: Efectuar las decisiones y actos de los reguladores de cara a la sociedad e informar de manera sistemática sobre los resultados y el desempeño regulatorio.

IV. Adaptabilidad: Ajustar la actuación regulatoria a nuevas condiciones y cambios en el entorno.

V. Eficiencia: Orientar el trabajo regulatorio al cumplimiento de objetivos y resultados bajo estándares de excelencia técnica

Fuente: Plan Estratégico 2018-2022 del Sistema de Reguladores del Sector Energético.

1.3 Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural

En agosto de 2013, el Ejecutivo Federal a través de la SENER desarrolló una estrategia integral para resolver el problema del déficit de gas natural, con el objetivo de que el país contara con un suministro confiable, seguro y continuo a precios competitivos⁴.

En el nuevo contexto institucional se han desarrollado Planes y Políticas Públicas que impulsan a la modernización de la industria del gas natural en el país y que contribuyen a la garantía del continuo suministro a todos los sectores requeridos.

La implementación de estos Planes y Políticas han requerido la participación colaborativa de distintas instituciones vinculadas al sector energético, como es CNH, la CRE, el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) y Petróleos Mexicanos (PEMEX) (Ver Cuadro 1.2).

⁴ <https://www.gob.mx/se/prensa/presentacion-de-la-estrategia-integral-de-suministro-de-gas-natural-en-el-salon-adolfo-lopez-mateos-de-la-residencia-oficial-de-los-pinos>

CUADRO 1. 2 IMPLEMENTACIÓN DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL

			
<p>Plan Quinquenal de Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019</p> <ul style="list-style-type: none"> •En 2015 la SENER publicó la primera versión del Plan Quinquenal a partir de la propuesta de la CNH con el objeto de sentar las bases de las licitaciones a realizarse durante el quinquenio. •Por tratarse de un documento indicativo, la ejecución efectiva de los procesos de licitación puede variar con relación a lo establecido en el Plan, es por ello que se han realizado revisiones, evaluaciones y adecuaciones al Plan y a partir de Enero 2018 se publica de manera mensual el Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos con el objeto de mostrar los resultados de las licitaciones celebradas. 	<p>Política Pública para la Implementación del Mercado de Gas Natural</p> <ul style="list-style-type: none"> •Esté documento lo emitió la Secretaría de Energía en 2016, con el objeto de sentar las bases para crear un mercado de gas natural eficiente y competitivo que promueve 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. 	<p>Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015-2019</p> <ul style="list-style-type: none"> •El objeto de esté Plan es la ampliación de la cobertura de los servicios de transporte y almacenamiento de gas natural, asimismo mejorar las condiciones de seguridad, continuidad y eficiencia. A partir de su publicación en 2015, se han llevado a cabo tres revisiones anuales con la finalidad de verificar la vigencia del Plan ante la evolución del mercado de gas natural y así realizar los ajustes necesarios para garantizar el desarrollo eficiente del SISTRANGAS. 	<p>Política Pública de Almacenamiento de Gas Natural</p> <ul style="list-style-type: none"> •La implementación de está política se llevó a cabo en marzo de 2018 y establece las bases para fomentar el desarrollo de un mercado competitivo, así como fortalecer la seguridad energética y continuidad del suministro de dicho hidrocarburo. Este documento establece la obligación de constituir un mínimo de 5 días de inventario estratégico de gas natural. Para llevar a cabo la política, el CENAGAS deberá proponer proyectos estratégicos que se desarrollen mediante licitaciones públicas.

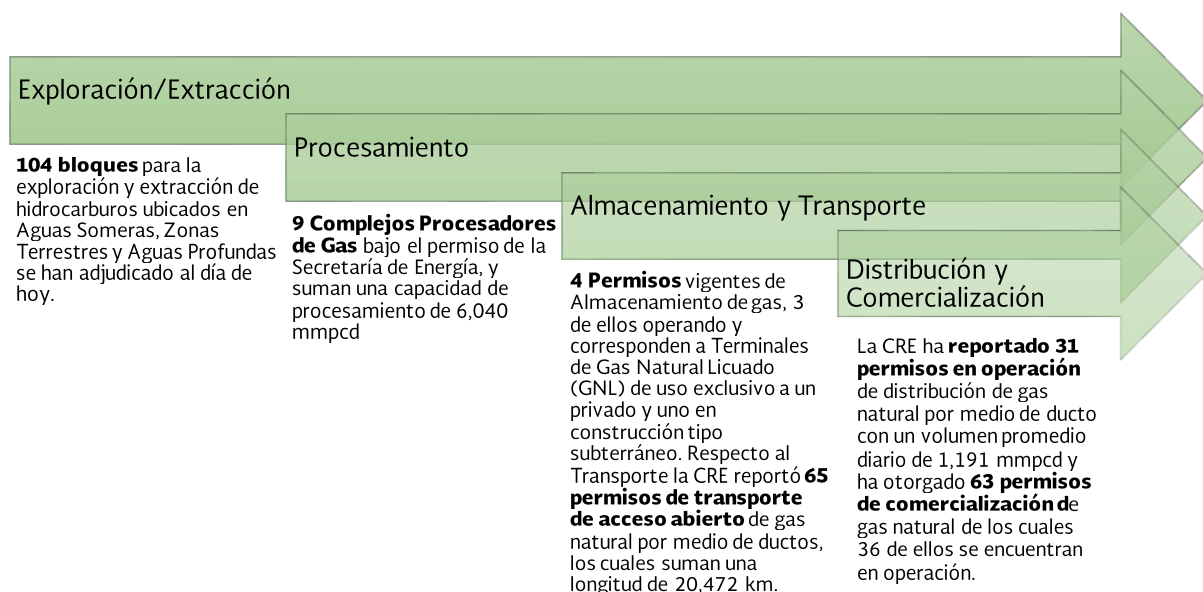
Fuente: SENER.

1.4 Descripción de la Cadena de Valor de Gas Natural en México

La cadena de valor de gas natural involucra un conjunto de actividades económicas que van desde la exploración, extracción y producción del hidrocarburo hasta su comercialización al usuario final, pasando por el procesamiento, transporte, almacenamiento y distribución.

Al mes de junio de 2018, se han reportado los siguientes avances en las actividades que integran a la cadena de valor del gas natural:

CUADRO 1. 3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA CADENA DE VALOR DE GAS NATURAL EN MÉXICO



Fuente: SENER con Información de la CRE y de la CNH.

➤ Exploración/Extracción

A partir de la implementación de la Reforma Energética, se inició con la estrategia de nominar áreas de licitación para incrementar la capacidad del país en materia de exploración y extracción, incentivando la inversión nacional y extranjera. Actualmente, PEMEX y privados pueden explorar, extraer y suministrar los hidrocarburos del país.

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 licitación⁵ mientras que la SENER establece el modelo de contratación para cada área contractual que se adjudique ya sea de servicios, producción compartida o tipo licencia⁶.

Dichos procesos de licitación involucran los contratos de los bloques adjudicados mediante las denominadas Rondas de Licitación y los contratos de sociaciones estratégicas y de asignaciones petroleras migradas a

⁵ Artículo 15 de la Ley de Hidrocarburos.

⁶ Artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos.



contratos de la Empresa Productiva del Estado PEMEX para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

De acuerdo con la estrategia del Plan Quinquenal de Exploración y Extracción de Hidrocarburos publicado en septiembre de 2018, se han identificado 528 bloques de exploración y extracción para aprovechar como áreas contractuales y 169 campos de extracción que suman un total de 212,927.4 km².

A julio de 2018, se han llevado a cabo 9 procesos de licitación pública que han adjudicado 104 bloques contractuales en territorio nacional con una superficie total de 87,079 km² (Ver Tabla 1.1).

Respecto a las asociaciones estratégicas de PEMEX, se han consolidado 3 Farmouts, 2 migraciones con socio y una migración sin socio (Ver Tabla 1.2),

TABLA 1. 1 RESUMEN DE LAS RONDAS MÉXICO

Rondas México	Superficie adjudicada (km ²)	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	813	Zonas Terrestres	Licencia	25	25	2015
1.4	18,818	Aguas Profundas	Licencia	8	10	2016
2.1	5,872	Aguas Someras	Producción Compartida	10	15	2017
2.2	2,918	Zonas Terrestres	Licencia	7	10	2017
2.3	2,595	Zonas Terrestres	Licencia	14	14	2017
2.4	44,178	Aguas Profundas	Licencia	19	29	2018
3.1	11,020	Aguas someras	Producción compartida	16	35	2018
Total	87,038			104	157	

Fuente: SENER con Información de la CNH.

TABLA 1. 2 MIGRACIÓN DE ASIGNACIONES DE PEMEX A CONTRATOS

Tipo de asociación	Nombre	Superficie (km ²)	Ubicación	Tipo de Contrato	Fecha de celebración
Farmout	CNH-A1-Trion/2016	1,285.2	Aguas Profundas	Licencia	2017
Farmout	CNH-A3-Cárdenas Mora/2018	168.1	Terrestre	Licencia	2018
Farmout	CNH-A4-Ogarrio/2018	156.0	Terrestre	Licencia	2018
Migración sin socio	CNH-M1-Ek-Balam/2017	63.4	Aguas someras	Producción compartida	2017
Migración con socio	CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017	153.2	Terrestre	Producción compartida	2017
Migración con socio	CNH-M3-Misión/2018	1,692.8	Terrestre	Producción compartida	2018
Migración con socio	CNH-M4-Ébano/2018	1,569.1	Terrestre	Producción compartida	2018
	Total	5,087.7			

Fuente: SENER con Información de la CNH.

Para promover el desarrollo eficiente del sector energético, la CNH, se encuentra facultada para expedir regulación en materia de Reconocimiento y Exploración Superficial⁷, además de otorgar Autorizaciones para llevar a cabo el proceso de Exploración.

Las actividades de Reconocimiento, únicamente puede realizarse por los permisionarios autorizados.

CUADRO 1. 4 AUTORIZACIONES DE RECONOCIMIENTO Y EXPLORACIÓN SUPERFICIAL



- En México, se denominan **ARES** (Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial) a los estudios realizados en mar o tierra con el objetivo de identificar la posible existencia de hidrocarburos dentro de un área. Estos estudios son el principal insumo para identificar las posibles áreas que integraran las futuras rondas de licitación de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.
- Al 28 de septiembre de 2018, la CNH ha autorizado 73 proyectos ARES; de los cuales 58 se refieren a estudios de adquisición o reprocesamiento de sísmica 2D, 3D; de éstos, 20 proyectos finalizaron, 22 en desarrollo, 4 por iniciar, 13 caducaron y 9 desistieron.
- Las empresas autorizadas pueden comercializar la información de forma exclusiva por un periodo de 12 años en modalidad que incluye la adquisición de datos y 6 años en la modalidad que no incluye la adquisición de datos.

Fuente: SENER con Información de la CNH

➤ Procesamiento de Gas Natural

Después de extraer el gas, es necesario procesarlo de tal manera que cumpla con los requerimientos necesarios para su uso final y los estándares regulatorios. Para cada yacimiento, la composición del gas natural es única, por lo que el tratamiento implementado en cada campo de producción puede ser diferente (Ver Figura 1.3).

En general, el procesamiento consiste en la remoción de agua, partículas sólidas, hidrocarburos pesados, compuestos de azufre y de nitrógeno, dióxido de carbono, entre otros.

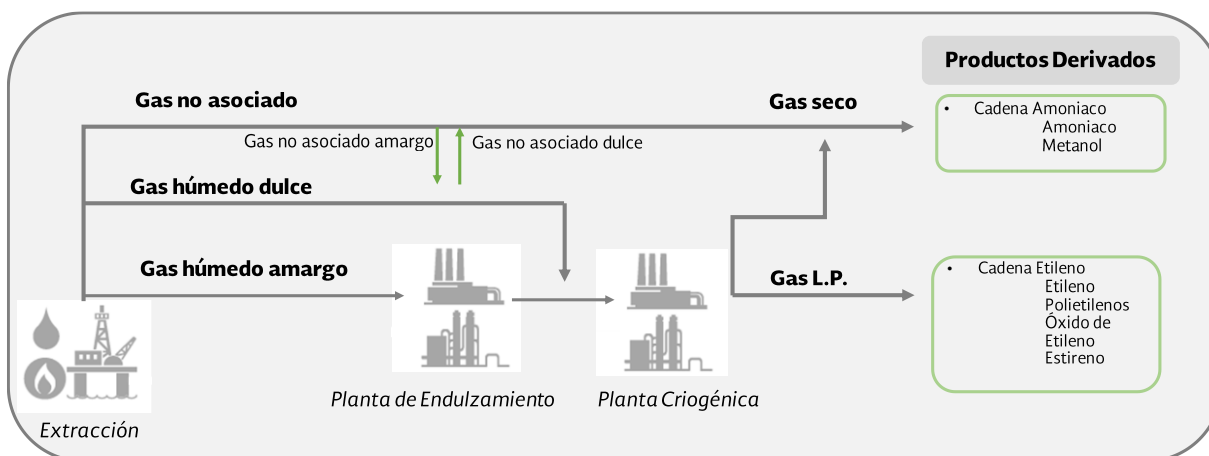
El procesamiento de gas natural requiere de un permiso otorgado por la Secretaría de Energía, actualmente están vigentes 9 permisos asignados a Complejos Procesadores de Gas (CPG), y suman una capacidad de endulzamiento⁸ de gas de 4,503 mmpcd, y una capacidad de proceso criogénico de 5,912 mmpcd⁹(Ver Tabla 1.3).

⁷ Artículo 43, fracción I, de la Ley de Hidrocarburos.

⁸ Consiste en remover los contaminantes, H₂S y CO₂, del gas húmedo amargo recibido de los pozos productores.

⁹ https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/224263/Prontuario_gas_natural_mayo_2017.pdf

FIGURA 1. 3 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL



Fuente: SENER.

TABLA 1. 3 CENTROS PROCESADORES DE GAS INSTALADOS EN MÉXICO

Centro Procesador de gas	Ubicación	Inicio de operaciones	Endulzamiento de gas (mmpcd)	Endulzamiento de líquidos (mbd)	Proceso criogénico (mmpcd)	Fraccionamiento de líquidos
Arenque	Cd. Madero Tamaulipas	2003	34	n/a	33	n/a
Burgos	Reynosa, Tamaulipas	2004	n/a	n/a	1,200	18
Catus	Reforma, Chiapas	1974	1,960	48	1,275	104
Cd. Pemex	Macuspana, Tabasco	1958	1,290	n/a	915	n/a
CPGP Coatzacoalcos*	Coatzacoalcos, Veracruz	1997	n/a	n/a	192	217
La Venta	La Venta, Tabasco	1963	n/a	n/a	182	n/a
Matapionche	Cotaxtla, Veracruz	1981	109	n/a	125	n/a
Nuevo Pemex	Villahermosa, Tabasco	1976	880	96	1,500	208
Poza Rica	Poza Rica, Veracruz	1951	230	n/a	490	22
Total			4,503	144	5,912	569

Fuente: SENER

➤ Transporte 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 quien actúa como gestor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), el cual está conformado por el Sistema Nacional de Gasoductos, el Gasoducto de Tamaulipas, Gasoducto Zacatecas, Gasoducto de Bajío, Ramones I, Ramones II y Ramones Sur, y además también actúa como transportista de gas natural, operando y manteniendo ductos propios.

Actualmente el SISTRANGAS comprende una red integrada de gasoductos con acceso abierto efectivo y con una diversidad de usuarios, y en cumplimiento al marco jurídico vigente, el CENAGAS debe proponer a la SENER los instrumentos de planeación indicativa y la revisión de nuevas prácticas con previa opinión técnica de la CRE.

Es por ello, que cada año se lleva a cabo la revisión anual al Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019, la Tercera Revisión al Plan Quinquenal fue aprobada por la SENER el 27 de marzo de 2018 y esta evalúa la viabilidad técnica de cinco interconexiones de este sistema con gasoductos particulares, así como proyectos que el mercado ha mostrado interés en desarrollar.

Adicionalmente, existen otros gasoductos de acceso abierto que no forman parte del SISTRANGAS y que son operados por empresas privadas.

➤ **Distribución de Gas Natural**

Es la actividad de recibir, conducir y entregar gas natural a través de una red de tuberías e instalaciones a usuarios o usuarios finales. El sector de la distribución de gas natural ha sufrido cambios importantes a raíz de la aprobación e implementación de la reforma energética, siendo el más relevante, la eliminación del concepto de exclusividad en su desarrollo.

Previo a la Reforma, la CRE otorgaba permisos de distribución de gas natural por medio de ductos para una zona geográfica específica, considerando las características técnicas y económicas inherentes a dicha actividad, que permitían el desarrollo rentable y eficiente de la red de distribución, su estructura de costos y los planes de desarrollo urbano aprobados por las autoridades competentes. Derivado de lo anterior, la CRE determinó 30 zonas geográficas con fines de distribución de distintos tipos, como única, integrada, múltiple o discontinua. Estas zonas cubren de manera parcial el territorio nacional y retrasan el acceso y desarrollo de redes, y por ende inhiben la oportunidad de contar con el servicio de distribución a los habitantes o establecimientos productivos.

Derivado de lo anterior, el 18 de diciembre de 2017, la CRE aprobó el Acuerdo que determina a todo el territorio nacional como zona geográfica única para fines de distribución de gas natural, con la finalidad de promover el desarrollo de la industria del gas natural, el cual elimina los límites a la extensión de los sistemas de distribución por medio de ductos para pasar a una visión de extensión en todo el territorio nacional, lo que conlleva a la determinación de una Zona Geográfica Única.

En relación con los permisionarios de distribución que cuentan con un periodo de exclusividad vigente, se mantendrán activos en los términos del permiso y tendrán que cumplir con los compromisos establecidos hasta en tanto concluya dicho periodo, por lo que dichos permisionarios podrán seguir operando con el goce de exclusividad en la zona geográfica originalmente determinada, para la cual fue otorgado su permiso. Una vez que concluya el referido periodo, las zonas geográficas se integrarán automáticamente a la Zona Geográfica Única de distribución de gas natural por ducto.

➤ **Almacenamiento de Gas Natural**

El almacenamiento de gas natural es una infraestructura clave en la cadena de valor, ya que permite incrementar la seguridad energética de un sistema o del mercado, así como fortalecer la estabilidad del suministro de este hidrocarburo. Derivado de ello en marzo de 2018 la SENER publicó la Política Pública en Materia de Almacenamiento de Gas Natural¹⁰, dicho instrumento tiene el objetivo de establecer los incentivos para que el país cuente con inventarios operativos y estratégicos que constituyan la base de la garantía de suministro del gas natural, así como el aprovechamiento eficiente de la infraestructura existente y el desarrollo de nueva infraestructura de almacenamiento (Ver Cuadro 1.5).

¹⁰ https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/312167/Documento_Pol_tica_P_blica_de_Almacenamiento.pdf



El almacenamiento puede desarrollarse bajo distintas tecnologías y corresponde al CENAGAS gestionar el almacenamiento estratégico. En este sentido, será el responsable de licitar los proyectos requeridos para constituir al menos 5 días de inventario de gas natural a partir del 2026.

Conforme a la Política Pública, el primer proceso licitatorio será conducido por el CENAGAS en 2018 y estará limitado a yacimientos dictaminados como económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos, previamente nominados, y considerará la constitución de al menos 10 BCF de inventario estratégico. A fin de seleccionar las mejores condiciones para detonar el primer proyecto de infraestructura de almacenamiento estratégico. Para ello, durante el primer semestre del 2018, CENAGAS realizó un proceso de nominación sobre cuatro campos dictaminados por la CNH como económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos: 1) Acuyo (Chiapas); 2) Brasil (Tamaulipas), 3) Jaf (Veracruz), y 4) Saramako (Tabasco).

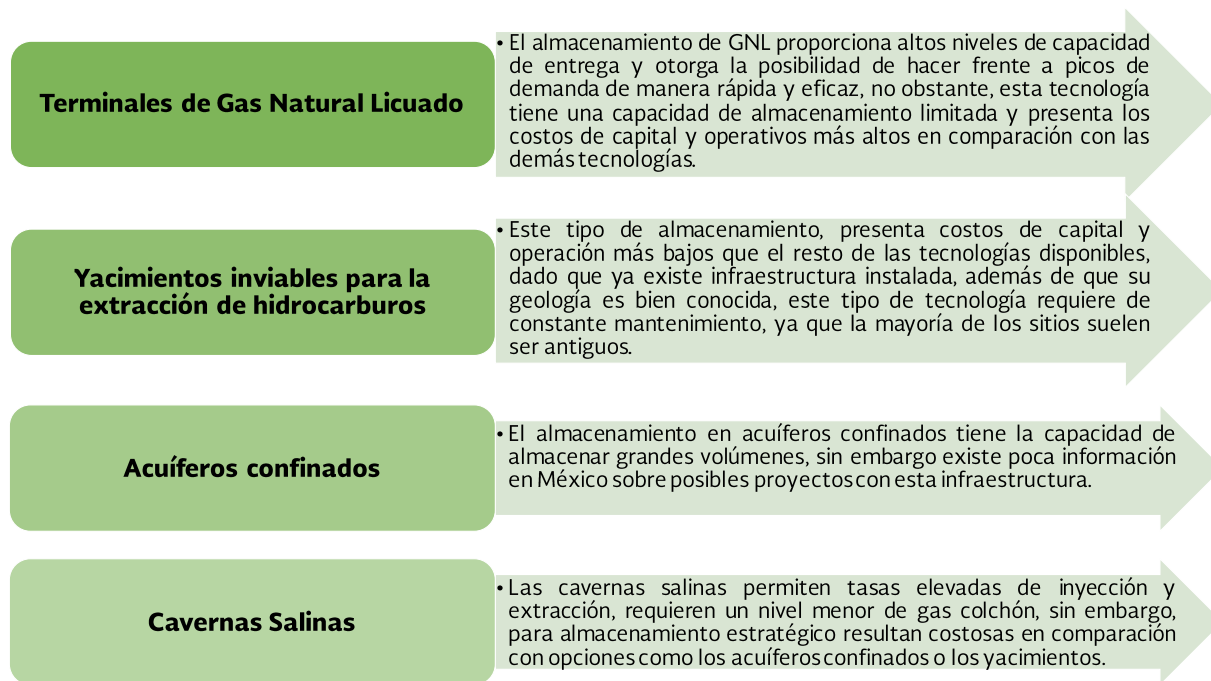
Con base en las nominaciones realizadas por la industria especializada y como resultado del análisis por parte de CENAGAS, este Organismo recomendó a SENER considerar el campo Jaf para la primera licitación de este servicio, ya que dicho campo presenta menores riesgos de desarrollo.

El 27 de agosto, CENAGAS puso a consulta del público en general las Bases Preliminares de Licitación y el Modelo de Contrato para la prestación del servicio de recepción, almacenamiento y entrega de gas natural en el campo Jaf. Durante un periodo de 10 días, los interesados enviaron a CENAGAS sus comentarios, para su incorporación a las Bases de Licitación que serán sometidas a aprobación de la CRE.

Por otra parte, el 31 de agosto, la CRE emitió el acuerdo A/029/2018, mediante el cual otorga la opinión técnica favorable respecto de los 4 campos para almacenamiento estratégico de gas natural (Brasil, Jaf, Saramako y Acuyo).

De acuerdo con la Política, los avances y resultados del programa de licitación de la infraestructura serán incorporados en los planes quinquenales del SISTRANGAS y en sus respectivas revisiones anuales, comenzando con la Cuarta Revisión Anual del Plan, a publicarse durante el primer trimestre de 2019. Los inventarios estratégicos deberán estar disponibles en su totalidad a más tardar en el año 2026.

CUADRO 1. 5 TECNOLOGÍAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO



Fuente: SENER.

➤ Comercialización de Gas Natural

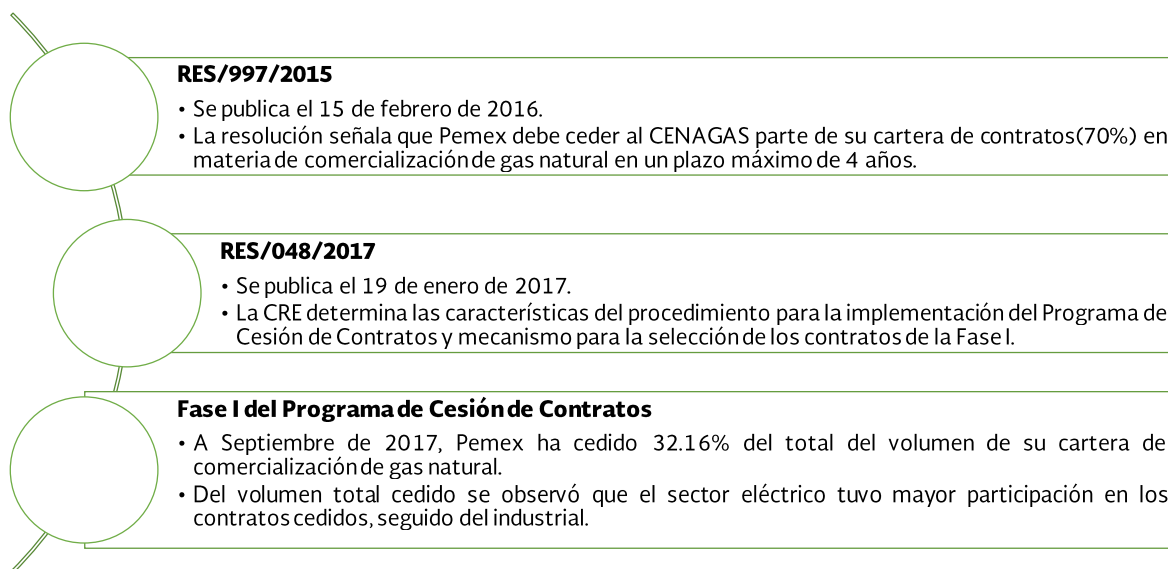
Para realizar la actividad de comercialización de hidrocarburos, como es el caso del gas natural, se requiere un permiso expedido por la CRE¹¹.

A fin de incentivar la entrada de nuevos participantes en el mercado de gas natural, se implementó regulación asimétrica a PEMEX mediante las Resoluciones RES/997/2015 y RES/048/2017, la cual consistió en instrumentar un programa de cesión gradual de contratos de comercialización de manera que, en 4 años, la Empresa Productiva del Estado ponga a disposición de terceros comercializadores la cesión de la parte de su cartera de contratos que represente el 70% del total del volumen de gas natural asociado a sus actividades de comercialización.

El Programa de Cesión de Contratos (PCC) constituye un elemento compatible y apropiado como medida para alcanzar uno de los objetivos fundamentales de la Reforma Energética, que es promover el desarrollo de un mercado eficiente y competitivo de gas natural, toda vez que establecerá condiciones equitativas, para que PEMEX participe en igualdad de circunstancias junto con otros agentes económicos en la comercialización de gas natural.

La instrumentación del Programa se ha llevado a cabo mediante la cesión de contratos en tres Fases, en 2018, se llevarán a cabo las Fases subsecuentes.

CUADRO 1. 6 IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA DE CESIÓN DE CONTRATOS DE GAS NATURAL



Fuente: SENER.

¹¹ Artículo 48, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos.



➤ Índices de Referencia de 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 realice VPM de gas natural se determine mediante condiciones de mercado¹², a partir de ello la CRE determinó la conveniencia de generar y publicar 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 Índice de referencia nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo es un índice de carácter informativo, que refleja el promedio de los precios de las transacciones realizadas de manera libre y voluntaria por los comercializadores en el mercado mexicano. Su empleo es estrictamente voluntario ya que no representa un precio regulado ni una referencia obligatoria para ningún tipo de usuario o transacción.

Derivado de lo anterior, el 17 de agosto de 2017 se aprobó por parte de la CRE, la metodología para calcular cada mes el IPGN, el cual se construye con el precio promedio de las transacciones en el mercado mexicano¹³.

Con la publicación mensual del IPGN, desde agosto de 2017, la CRE anunció que conforme aumentara la disponibilidad de información con respecto a las operaciones de compra-venta de gas natural, la Comisión podría tener elementos suficientes para la estructuración de índices regionales, lo cual ya es posible desde el 20 de marzo de 2018, gracias a la información reportada por los comercializadores.

Para la publicación de los IPGR, el país se dividió en seis regiones que fueron identificadas a partir de los siguientes elementos: los patrones de oferta, las características de la infraestructura del mercado de gas natural, las zonas tarifarias, los flujos SISTRANGAS, los proyectos actuales de interconexión y de transporte, así como los precios y volúmenes de comercialización en cada entidad federativa.

Las regiones quedaron conformadas de la siguiente manera:

- Región I: Baja California, Sinaloa y Sonora;
- Región II: Coahuila, Chihuahua y Durango;
- Región III: Nuevo León y Tamaulipas;
- Región IV: Aguascalientes, Colima, Jalisco y Zacatecas,
- Región V: Ciudad de México, Edo de México, Guanajuato, Guerrero, Hidalgo, Michoacán, Morelos, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí y Tlaxcala;
- Región VI: Campeche, Chiapas, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán.

¹² 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.

¹³<https://www.gob.mx/cre/documentos/indice-de-referencia-nacional-de-precios-de-gas-natural-al-mayoreo-ipgn?idiom=es>

CAPITULO DOS

MERCADO HISTÓRICO DE GAS NATURAL

El nuevo paradigma de la industria de hidrocarburos ha permitido una profunda transformación del sector que garantiza las condiciones para que la disponibilidad de energéticos en México sea la requerida, de calidad y a precios competitivos.

Resultado de lo anterior ha sido el histórico proceso de apertura y prestación de servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural durante el periodo 2016-2017, que ha contribuido a que los usuarios del combustible cuenten hoy en día con múltiples opciones de suministro, así como tener un nuevo régimen permanente de reserva de capacidad que separa la venta de gas natural del transporte, contrario al antiguo régimen que operaba desde 1999 donde la venta de gas natural se vinculaba al transporte del mismo, limitando la entrada de nuevos participantes en el mercado.

Hoy en día, los usuarios que utilizan o solicitan los servicios de un permisionario de gas natural pueden adquirir capacidad de transporte contratada mediante un proceso de Temporada Abierta, de esta manera, el usuario puede contratar el suministro del combustible a PEMEX u a otro comercializador de manera desagregada al transporte.

Aunado a lo anterior y de manera paralela, la CRE eliminó el precio máximo de gas natural objeto de Venta de Primera Mano (VPM), así como la entrada en vigor de nuevos términos y condiciones de los contratos para las VPM de gas natural, ambos a partir del 1 de julio de 2017.

Con estos avances se espera que se facilite la recuperación de la producción de gas natural por parte de PEMEX, además que los ganadores de rondas de licitación de CNH ofrezcan al mercado producción nacional y que los comercializadores distintos a PEMEX, que ya cuentan con capacidad de transporte en el SISTRANGAS, ofrezcan alternativas de suministro a precios competitivos y en forma paralela se generen incentivos para el desarrollo de nuevos proyectos que permitan en el mediano plazo contar con más alternativas de acceso al combustible.

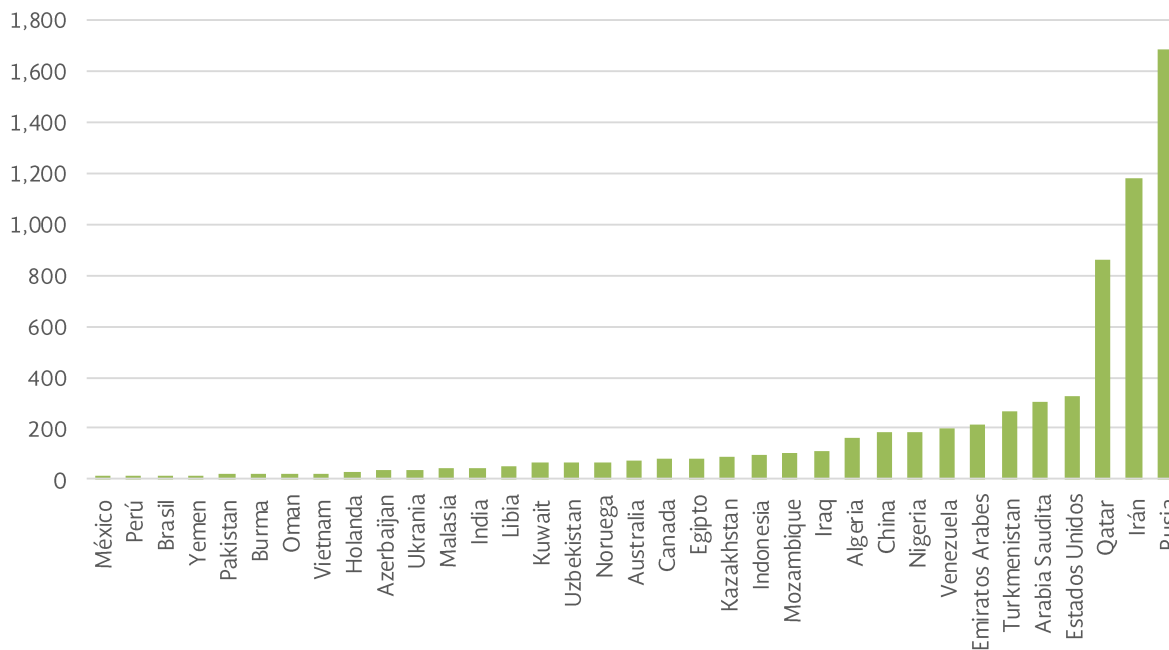


2.1 Contexto Global del Mercado de Gas Natural.

Los países con mayores reservas probadas de gas natural en el mundo son Rusia, Irán y Qatar, al cierre de 2017 abarcaban el 54% de las reservas globales.

- Estados Unidos figura en 4to lugar, mientras que México se posiciona en el lugar 35 (Ver Figura 2.1).

FIGURA 2. 1 RANKING DE RESERVAS GLOBALES PROBADAS DE GAS NATURAL AL CIERRE DE 2017
(MMMMPC)¹⁴



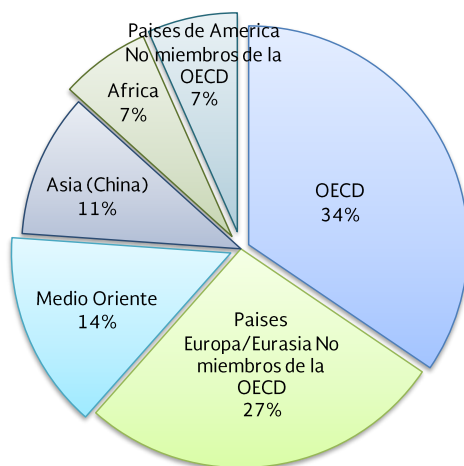
Fuente: SENER con Información de Energy Information Administration (EIA).

De acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energía, en 2017 la producción mundial de gas natural fue de 364.5 mmmpcd lo cual representó un incremento de 3.6% respecto a 2016.

- De la producción global de gas natural durante 2017, el 66% provino de países no miembros de la OECD, misma que fue liderada por Rusia con 61.5 mmmpcd.
- El resto de la producción (34%) provino de los 35 países que integran el bloque económico-político OECD (Ver Figura 2.2) siendo Estados Unidos el líder en la producción con 71.1 mmmpcd.

¹⁴ Billones de pies cúbicos, equivalente a TCF en inglés.

FIGURA 2. 2 PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL, 2017
(PORCENTAJE)

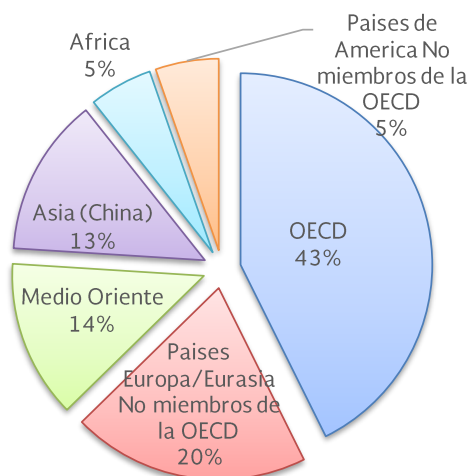


Fuente: SENER con Información de International Energy Agency.

En 2017, la demanda mundial de gas natural incrementó 3.2% respecto a 2016, alcanzando un volumen de 363.4 mmmpcd.

- La participación en el total del consumo de los países no miembros de la OCEDE fue de 57%, y el resto de los países que si pertenecen (Ver Figura 2.3).
- Los principales consumidores a nivel global fueron: Estados Unidos (71.5 mmmpcd); Rusia (41.0 mmmpcd); China (23.2 mmmpcd); Irán (20.7 mmmpcd) y Japón (11.3 mmmcd).

FIGURA 2. 3 DEMANDA MUNDIAL DE GAS NATURAL, 2017
(PORCENTAJE)



Fuente: SENER con Información de International Energy Agency (IEA).



- Al cierre de 2017 las importaciones mundiales de gas natural por gasoducto totalizaron un volumen de 71,664.3 mmpcd, mientras que las importaciones por buque tanque fueron de 38,062.3 mmpcd (Cuadro 2.1).

CUADRO 2.1 COMERCIO GLOBAL DE GAS NATURAL Y GAS NATURAL LICUADO AL CIERRE DE 2017
(BCM¹⁵ y MMPCD)

País	Importaciones por ducto (bcm)	Importaciones por ducto (mmpcd)	Importaciones de GNL(bcm)	Importaciones de GNL (mmpcd)	Exportaciones por ducto (bcm)	Exportaciones por ducto (mmpcd)	Exportaciones de GNL(bcm)	Exportaciones de GNL(mmpcd)
Estados Unidos	80.7	7,807.9	2.2	212.9	66.1	6,395.3	17.4	1,683.5
Canadá	24.0	2,322.1	0.4	38.7	80.7	7,807.9	*	0.0
México	42.1	4,073.3	6.6	638.6	*	0.0	s/i	0.0
Trinidad y Tobago	s/i	0.0	s/i	0.0	s/i	0.0	13.4	1,296.5
Resto Sur y Centroamérica	15.4	1,490.0	13.8	1,335.2	15.4	1,490.0	5.8	561.2
Francia	33.5	3,241.2	10.8	1,044.9	s/i	0.0	1.0	96.8
Alemania	94.8	9,172.1	s/i	0.0	7.1	686.9	s/i	0.0
Italia	53.8	5,205.3	8.4	812.7	s/i	0.0	s/i	0.0
Holanda	40.9	3,957.2	1.6	154.8	43.3	4,189.4	0.8	77.4
Noruega	*	0.0	s/i	0.0	109.2	10,565.3	5.8	561.2
España	14.4	1,393.2	16.6	1,606.1	0.1	9.7	0.1	9.7
Turquía	42.8	4,141.0	10.9	1,054.6	0.6	58.1	s/i	0.0
Reino Unido	39.4	3,812.0	7.2	696.6	10.8	1,044.9	0.3	29.0
Resto de Europa	103.7	10,033.2	10.2	986.9	21.6	2,089.8	0.2	19.4
Rusia	18.9	1,828.6	s/i	0.0	215.4	20,840.4	15.5	1,499.7
Ucrania	3.3	319.3	s/i	0.0	s/i	0.0	s/i	0.0
Resto de Comunidad de Estados Independientes	30.1	2,912.2	s/i	0.0	67.5	6,530.8	s/i	0.0
Qatar	s/i	0.0	s/i	0.0	18.4	1,780.2	103.4	10,004.2
Resto de Medio Oriente	22.2	2,147.9	13.0	1,257.8	12.5	1,209.4	19.1	1,848.0
Algeria	s/i	0.0	s/i	0.0	36.4	3,521.8	16.6	1,606.1
Resto de África	7.6	735.3	8.2	793.4	8.7	841.7	38.9	3,763.7
Australia	5.8	561.2	s/i	0.0	s/i	0.0	75.9	7,343.5
China	39.4	3,812.0	52.6	5,089.2	s/i	0.0	s/i	0.0
India	s/i	0.0	25.7	2,486.5	s/i	0.0	s/i	0.0
Japan	s/i	0.0	113.9	11,020.1	s/i	0.0	s/i	0.0
Indonesia	s/i	0.0	s/i	0.0	8.0	774.0	21.7	2,099.5
Corea del Sur	s/i	0.0	51.3	4,963.4	s/i	0.0	0.1	9.7
Resto de Asia Pacífico	s/i	0.0	40.0	3,870.1	18.8	1,818.9	57.2	5,534.2
Total	740.7	71,664.3	393.4	38,062.3	740.7	71,664.3	393.4	38,062.3

* Menor a 0.05 bcm ó 4.8 mmpcd, s/i sin importación.

Fuente: Tomado de BP Statistical Review of World Energy, 2018.

¹⁵ Miles de Millones de metros cúbicos, por sus siglas en inglés (Billion Cubic Metres).

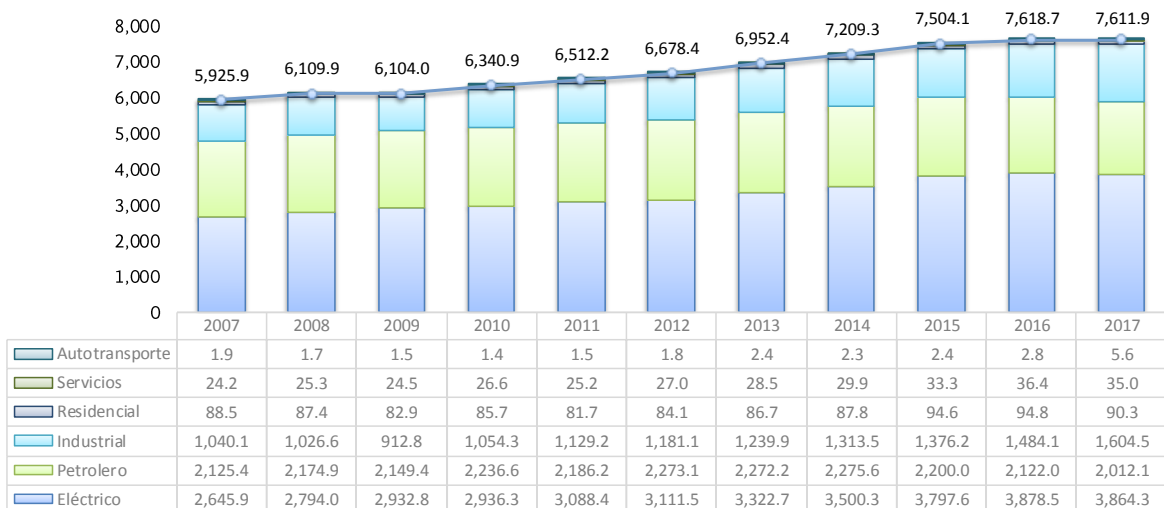
2.2 Demanda Nacional Histórica de Gas Natural

En el periodo 2007-2017 la demanda nacional de gas natural incrementó 28.4%, pasando de 5,925.9 mmpcd a 7,611.9 mmpcd, el consumo del energético ha estado liderado por el sector eléctrico asociado al cambio tecnológico que ha venido privilegiando a la generación de electricidad mediante ciclos combinados (Ver Figura 2.4).

Por otro lado, el sector industrial ha aumentado el consumo de gas natural en 54.2% en la última década, debido a las ventajas competitivas que este tiene frente a otros combustibles como el combustóleo, diésel y carbón, mientras que el sector petrolero ha mantenido una demanda con poca variación y presentó una disminución de 5.3% en los últimos diez años.

Por último, los sectores de menor consumo son el residencial, servicios y autotransporte y su incremento está asociado al acceso y al desarrollo de la infraestructura de transporte del combustible. El crecimiento del sector residencial ha sido de 2.0%, del sector de servicios 44.6%, mientras que el sector autotransporte ha duplicado la demanda en la última década pasando de 1.9 mmpcd a 5.6 mmpcd.

FIGURA 2. 4 DEMANDA NACIONAL HISTÓRICA DE GAS NATURAL
(MMPCD)



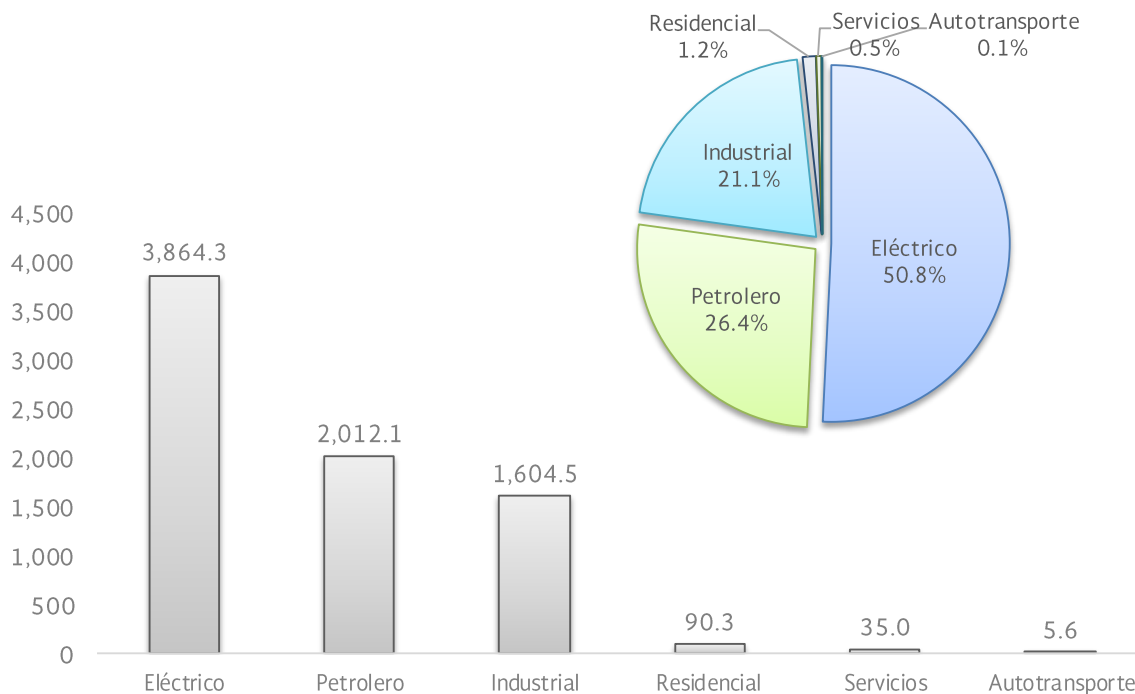
Fuente: Sener con Información del IMP.



2.3 Demanda Nacional de Gas Natural por Sector

El volumen total de gas natural consumido al cierre de 2017 fue de 7,611.9 mmpcd y representó una disminución de 0.1% respecto al año anterior. El sector eléctrico lideró la demanda del energético, registrando una participación de 50.8%, seguido del sector industrial, petrolero, residencial, servicios y autotransporte (Ver Figura 2.5).

FIGURA 2. 5 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2017
(MMPCD)



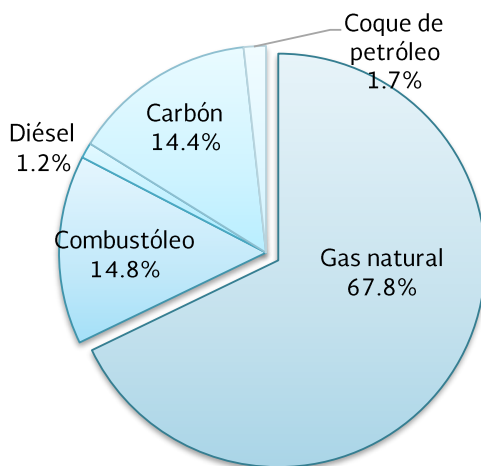
Fuente: SENER con Información del IMP.

Sector Eléctrico

A nivel global, una quinta parte de la generación de electricidad depende del gas natural. Estados Unidos de América es el mayor productor de electricidad a partir de dicho combustible, seguido por Rusia y Japón. México se ubica dentro de los primeros diez países con la mayor generación de electricidad a partir de gas natural¹⁶. En México predomina la generación eléctrica a partir de ciclos combinados, actualmente existen 83 centrales eléctricas en todo el territorio nacional.

- Al cierre de 2017, la participación del gas natural en la matriz energética del consumo eléctrico fue de 67.8%, seguido del combustóleo, carbón, coque de petróleo y diésel (Ver Figura 2.6).

FIGURA 2. 6 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2017
(PORCENTAJE)



Fuente: SENER con Información del IMP.

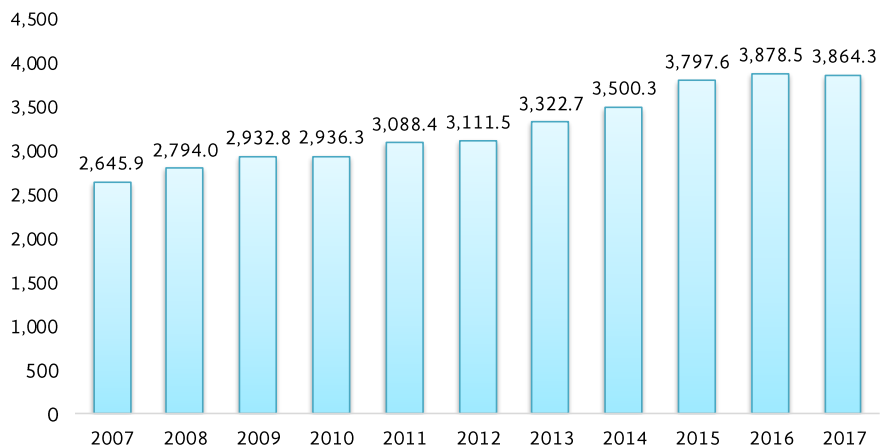
- En la última década, la demanda de gas natural en este sector ha presentado un incremento de 46.0%, pasando de 2,645.9 mmpcd en 2007 a 3,864.3 mmpcd en 2017, como resultado de la estrategia de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) por la sustitución de combustibles caros y de altas emisiones por gas natural, aunado a la conversión de plantas a ciclo combinado y a la ampliación de infraestructura de transporte de gas natural que ha brindado a la CFE mayor acceso al energético¹⁷ (Ver Figura 2.7).

¹⁶ <http://www.tsp-data-portal.org/TOP-20-Generation#tspQvChart>

¹⁷ Reporte Anual 2016 de la Comisión Federal de Electricidad, pág. 34



FIGURA 2. 7 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2007-2017
(MMPCD)

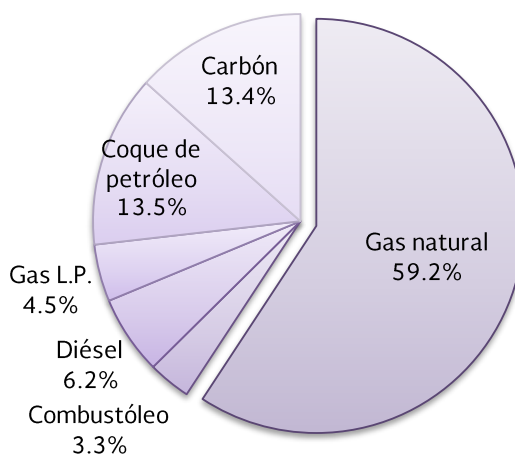


Fuente: Sener con Información de IMP.

Sector Industrial

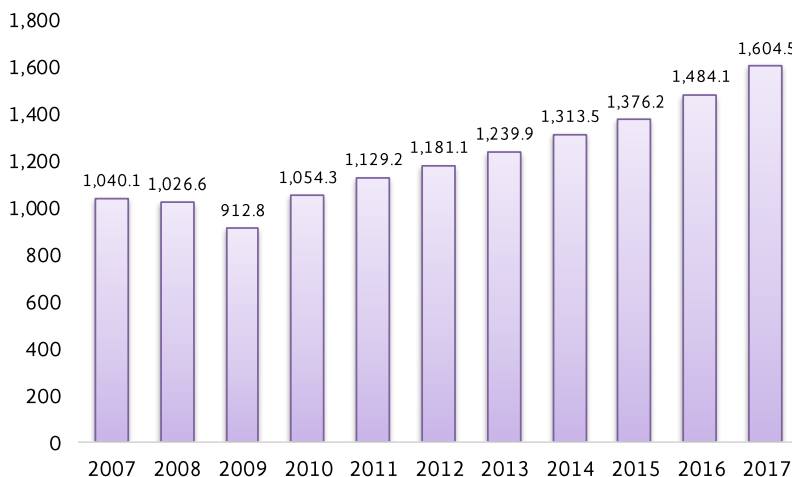
- En 2017 el sector industrial consumió 2,708.2 millones de pies cúbicos de gas natural equivalente (mmpcdgne) de combustibles fósiles, la participación del gas natural en el sector fue de 59.2% (Ver Figura 2.8).
- La demanda histórica de gas natural en este sector ha presentado un incremento de 54.2% pasando de 1,040.1 mmpcd en 2007 a 1,604.5 mmpcd en 2017 (Ver Figura 2.9).

FIGURA 2. 8 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2017
(PORCENTAJE)



Fuente: SENER con Información del IMP.

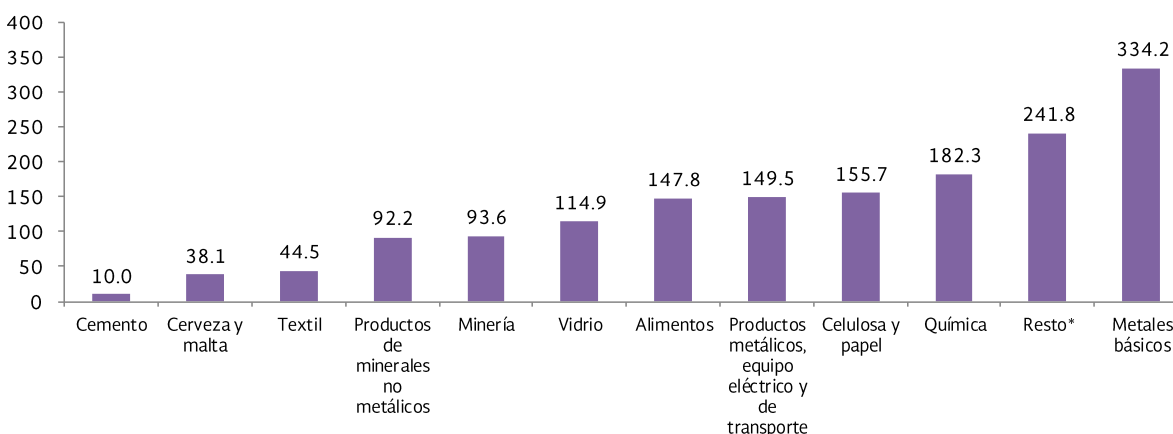
FIGURA 2. 9 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2007-2017
(MMPCD)



Fuente: SENER con Información del IMP.

- Para focalizar la distribución de la demanda de gas natural en el sector industrial, ésta se desagrega mediante un sistema de clasificación basado en la similitud de procesos de producción acorde a la estructura del Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIÁN).
- Al cierre de 2017, la rama que mostró el mayor consumo de gas natural fue la industria de los metales básicos, por el contrario, la rama que consumió menor volumen fue la industria del cemento (Ver Figura 2.10).

FIGURA 2. 10 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL DEL SECTOR INDUSTRIAL, 2017
(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 diagnóstico de la demanda de combustibles del sector petrolero está enfocado a las actividades de Exploración y Producción, de Transformación Industrial y de Cogeneración de la EPE PEMEX. En 2017 se consumieron 2,156.9 mmpcdgne de combustibles fósiles, y la participación del gas natural fue de 93.3% seguido del combustóleo, diésel, gas L.P. y gasolina (Ver Figura 2.11).
- Al cierre de 2017, la demanda de gas natural en este sector fue de 2,012.1 mmpcd, 5.1% menor respecto al año anterior (Ver Figura 2.12). La disminución en la demanda de gas natural está asociada a la menor actividad de sus procesos internos debido principalmente a una reducción en la asignación presupuestal a PEMEX Exploración & Producción, aunado a los retos operativos de PEMEX Transformación Industrial que se vieron impactados por los desastres naturales registrados a partir del tercer trimestre de 2017¹⁸.

FIGURA 2. 11 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR PETROLERO, 2017
(PORCENTAJE)

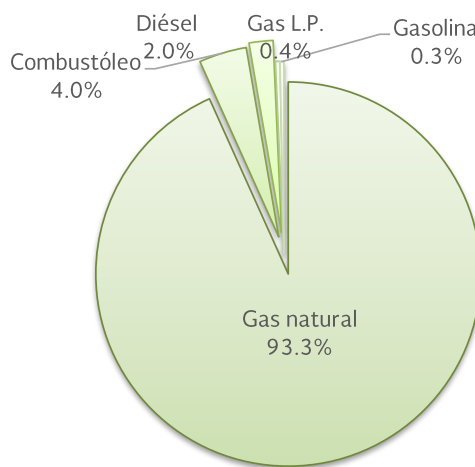
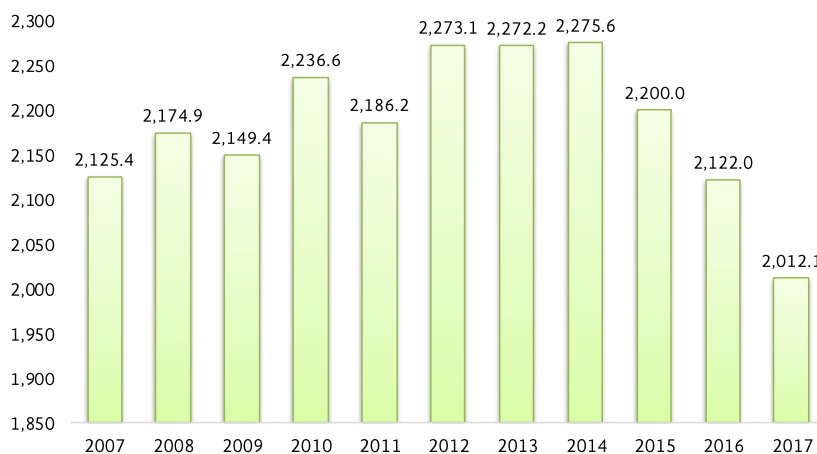


FIGURA 2. 12 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR PETROLERO.
(MMPCD)



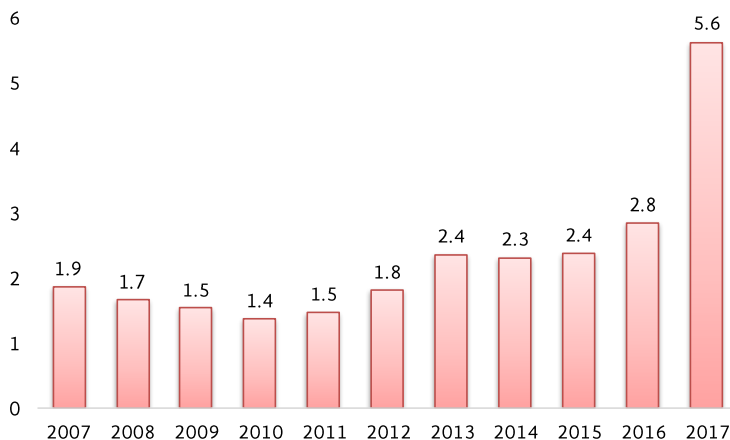
Fuente: SENER con Información del IMP.

¹⁸ PEMEX Informe Anual 2017

Sector Autotransporte

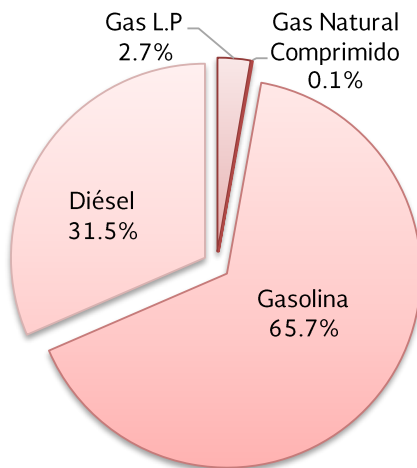
- Al finalizar el 2017, la demanda nacional de combustibles fósiles en este sector totalizó 5,841.2 mmpcdgne, 2.2% menor que en 2016, derivado de la modificación en el mecanismo de precio de los combustibles de transporte en el primer trimestre del año. De 2016 a 2017 el consumo de gas natural comprimido se duplicó al pasar de 2.8 mmpcd a 5.6 mmpcd (Ver Figura 2.13).
- La participación del gas natural en la matriz energética del sector autotransporte en 2017 fue de 0.1%, reflejando en términos nominales la menor demanda del total de los combustibles empleados en este sector (Ver Figura 2.14), sin embargo, en el periodo 2007-2017, el consumo de gas natural ha tenido una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 11.7% la cual supera a la tmca del sector eléctrico.

FIGURA 2. 13 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE (MMPCD)



Fuente: SENER con Información del IMP.

FIGURA 2. 14 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2017 (PORCENTAJE)



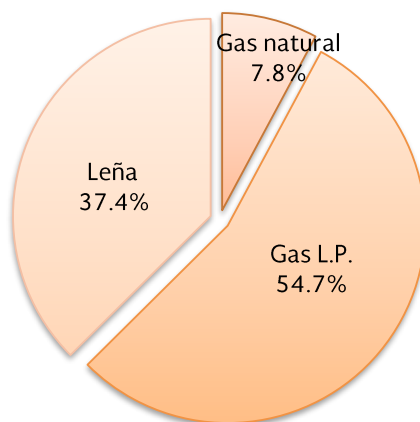
Fuente SENER con Información del IMP.



Sector Residencial

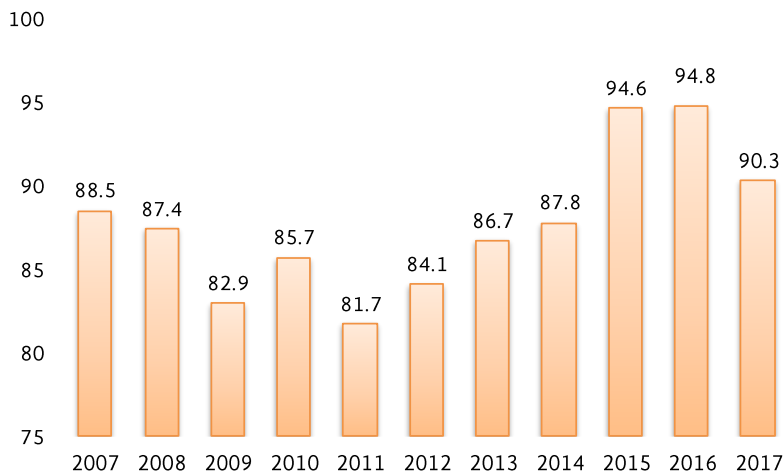
- En 2017, la demanda de combustibles empleados en el sector residencial fue de 1,153.2 mmpcdgne, siendo el gas L.P. el combustible de mayor demanda con una participación de 54.7% seguido de la leña y gas natural (Ver Figura 2.15).
- La demanda del gas natural disminuyó 4.7%, respecto a 2016, pasando de 94.8 mmpcd a 90.3 mmpcd (Ver Figura 2.16), derivado a las actualizaciones de tarifas del SISTRANGAS las cuales incluyen ajustes por balanceo, lo que ocasionó un alza en los precios a usuarios finales durante el 2017.

FIGURA 2. 15 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2017
(PORCENTAJE)



Fuente: Sener con información del IMP.

FIGURA 2. 16 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR RESIDENCIAL
(MMPCD)

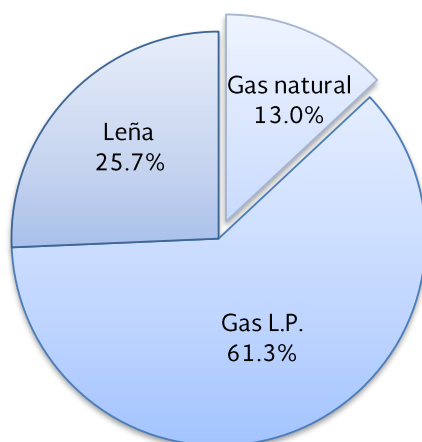


Fuente: Sener con información del IMP.

Sector Servicios

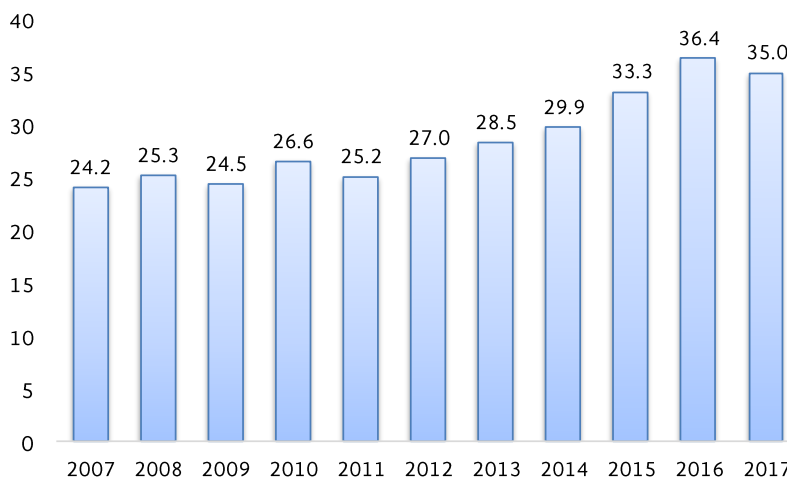
- Al cierre de 2017, la demanda de combustibles en el sector servicios fue de 269.1 mmpcdgne, disminuyó 1.0% respecto a 2016, mientras que la participación del gas natural fue de 13.0% (Ver Figura 2.17).
- En los últimos diez años la demanda de gas natural en el sector servicios ha incrementado 44.6%, pasando de 24.2 mmpcd en 2007 a 35.0 mmpcd en 2017, asociado a la sustitución del gas L.P. y leña por gas natural (Ver Figura 2.18),

FIGURA 2. 17 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2017
(PORCENTAJE)



Fuente: Sener con Información de IMP.

FIGURA 2. 18 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR SERVICIOS
(MMPCD)



Fuente: Sener con Información de IMP.

2.4 Demanda Regional de Gas Natural

La demanda de gas natural por estado se distribuye en cinco regiones de consumo: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste (Ver Figura 2.19).

- La región que tuvo la mayor participación en la demanda total nacional de gas natural fue la Noreste, con una participación de 32.4%, asociada a la actividad industrial de la región y a la generación de electricidad de las centrales ubicadas en la zona. Por el contrario, la zona Noroeste presentó el menor porcentaje de consumo, alcanzando un volumen de 640 mmpcd, la que significó una participación de 7.8% del total nacional.

FIGURA 2. 19 DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL, 2017
(MMPCD)

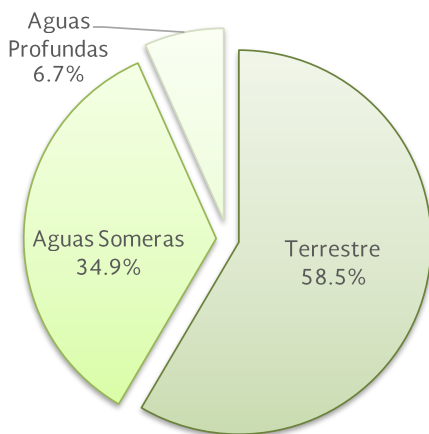


Fuente: Sener con Información de IMP.

2.5 Reservas de Gas Natural

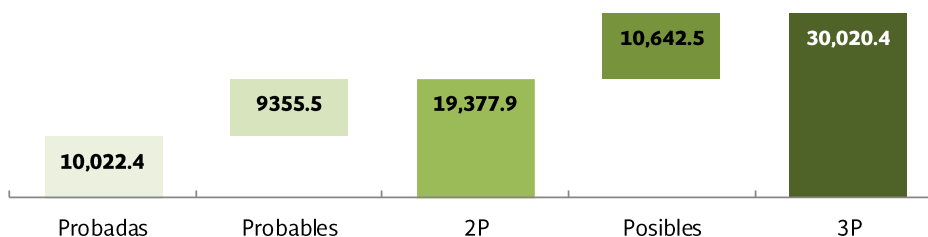
- Al 1 de enero de 2018, las reservas 3P de gas natural registraron un volumen de 30,020.4 mmmpc, presentando un incremento de 3.6% respecto al año anterior.
- Del total de las reservas calculadas al 1 de enero de 2018, el 58.5% se ubicaron en zonas terrestres, el 34.9% en aguas someras y el resto en aguas profundas (Ver Figura 2.20)
- Las reservas probadas se ubicaron en 10,022.4 mmmpc, las reservas probables en 9,355.5 mmmpc y las posibles en 10,642.5 mmmpc (Figura 2.21).

FIGURA 2. 20 RESERVAS REMANENTES TOTALES POR REGIÓN ESTIMADAS AL 1 DE ENERO DE 2018 (PORCENTAJE)



Fuente: Sener con Información de CNH.

FIGURA 2. 21 RESERVAS REMANENTES TOTALES POR CATEGORÍA AL 1 DE ENERO DE 2018 (MMMPC)



Fuente: Sener con Información de CNH.

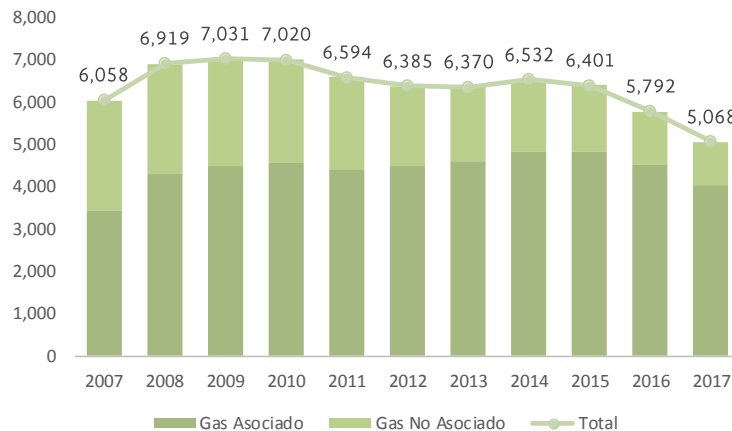


2.6 Producción Nacional de Gas Natural

Para sostener la producción de gas natural, PEP se ha enfocado en la ejecución de reparaciones, estimulaciones de pozos e incorporación de nuevos campos, lo que ha reflejado una reducción del ritmo de declinación de la producción¹⁹.

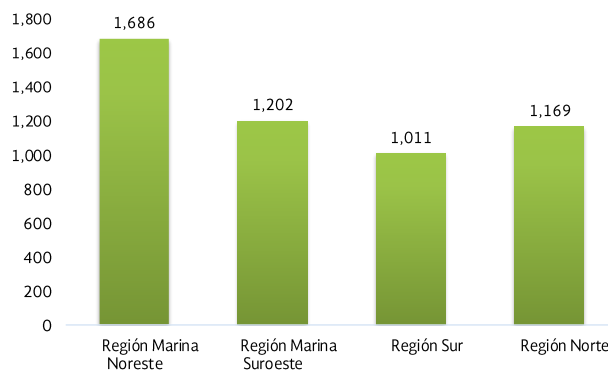
- En 2017, la producción de gas natural fue de 5,068 mmppcd²⁰, de este total, 4,198 mmppcd fueron de gas hidrocarburo, 863 mmppcd de nitrógeno y 9.3 mmppcd de CO₂ (Figura 2.22).
- Regionalmente, la zona Marina Noreste contribuyó con el mayor volumen de producción durante 2017, seguido de la región Marina Suroeste, Región Norte y Región Sur (Ver Figura 2.23).

FIGURA 2. 22 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE GAS NATURAL POR TIPO CON NITRÓGENO (MMPCD)



Fuente: Sener con Información de PEMEX.

FIGURA 2. 23 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN, CON NITRÓGENO, 2017 (MMPCD)



Fuente: Sener con Información de PEMEX.

¹⁹ Informe anual de PEMEX, 2017 pág. 30.

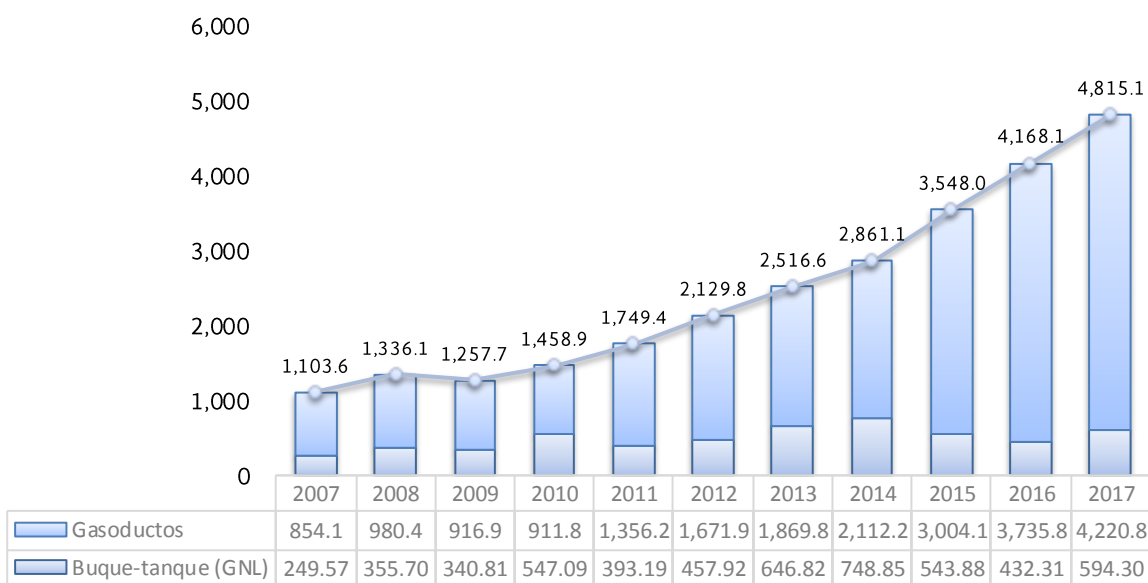
²⁰ No considera la producción de los operadores de Rondas.

2.7 Comercio Exterior de Gas Natural

La reducción de la producción de gas por parte de Pemex y los precios bajos del combustible en Estados Unidos de América, han resultado en el incremento de las importaciones de gas natural que han registrado una tmca de 15.9% en el periodo 2007-2017.

- En 2017, se registró un volumen de importación de 4,815.1 mmpcd, lo cual representó un aumento de 15.5% respecto al año anterior (Ver Figura 2.24).
- Del volumen total importado, el 87.6% (4,220.8 mmpcd) fue ingresado al país mediante ductos de internación, mientras que las importaciones mediante buque-tanque tuvieron una participación de 12.3%, registrando un volumen de 594.3 mmpcd.

FIGURA 2. 24 IMPORTACIÓN HISTÓRICA DE GAS NATURAL
(MMPCD)



Fuente: SENER con Información del IMP.



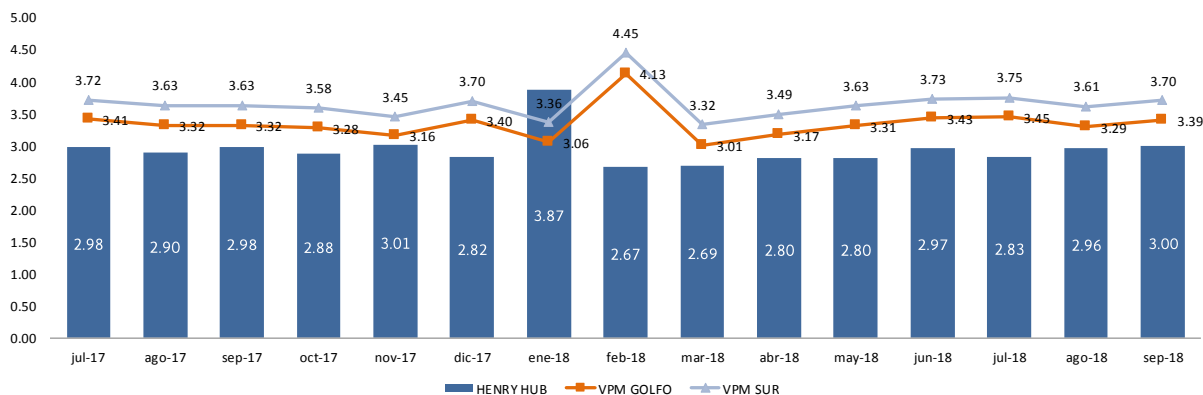
2.8 Precios de Gas Natural

El 15 junio de 2017, la CRE aprobó el acuerdo A/026/2017 mediante el cual se elimina el precio máximo de gas natural objeto de VPM²¹. La medida se vio motivada por varios factores, tales como la caída en la producción nacional de gas natural y el incremento del consumo interno, los cuales condujeron a una demanda creciente de importaciones, con esta medida se busca incentivar la recuperación y producción nacional de gas natural²².

Por lo tanto, actualmente la EPE Pemex realiza VPM de gas natural sujeta a las condiciones actuales de mercado, en las cuales establece una fórmula general de acuerdo con sus plantas de procesamiento y/o puntos de inyección localizados en las zonas del SISTRANGAS (Golfo, Norte, Centro, Occidente, Sur, Istmo) y/o Gloria a Dios y Sistema Naco Hermosillo.

El precio de VPM se asigna de acuerdo con cada zona antes referida y a partir de los precios de referencia en la zona Golfo, se calculan los precios de referencia de VPM en las zonas Sur, Norte, Occidente, Centro e Istmo²³.

FIGURA 2. 25 PRECIOS DE REFERENCIA DE GAS NATURAL EN MÉXICO.
(USD/MMBTU)



Fuente: SENER con Información de la CRE, Pemex y de la EIA.

²¹ Acuerdo 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 VPM, aprobada mediante la Resolución RES/998/2015, y elimina el precio máximo de gas natural objeto de VPM para que se determine bajo condiciones de libre mercado.

²² https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/276001/Informe_de_Labores_2016_-_2017_de_la_CRE.pdf

²³ http://www.pemex.com/comercializacion/productos/Documents/180419%20PreVPM%20Ene-Jun18%20Act%20Tarifas%20Sistrangas%20ReqCRE%2017_05_2018.pdf

2.9 Balance Nacional de Gas Natural 2007-2017

En la última década la producción de gas natural seco ha disminuido a un ritmo promedio de 4.7% anual, derivado a la declinación de la producción de crudo y gas por la menor contribución de los principales campos generadores de hidrocarburos en aguas someras y campos terrestres del país.

Por el contrario, la demanda del energético ha incrementado año con año a una tasa promedio de 2.5% anual, destaca el sector eléctrico en el consumo nacional del energético, al cierre de 2017, dicho sector representó el 50.8% del consumo total, seguido del sector petrolero con el 26.4%, industrial con 21.1%, residencial con 1.2%, y finalmente servicios y autotransporte con 0.5% y 0.1% respectivamente. Las importaciones de gas natural han incrementado a una tasa promedio de 15.9% anual.

En cuanto a crecimiento promedio anual se refiere, destaca el sector autotransporte, aunque su demanda durante el 2017 representó únicamente el 0.1% del consumo total, ha tenido la mayor tasa promedio anual de crecimiento de 11.7%, la cual incluso es mayor a la del sector eléctrico.

CUADRO 2. 2 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL 2007-2017
(MMPCD)

Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TMCA 2007-2017
Origen	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	7,873.2	2.6
Producción nacional	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	3,058.1	-4.7
Importación	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	4,815.1	15.9
Destino	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	7,615.8	2.3
Demanda nacional	5,925.9	6,109.9	6,104.0	6,340.9	6,512.2	6,678.4	6,952.4	7,209.3	7,504.1	7,618.7	7,611.9	2.5
Sector petrolero	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	2,012.1	-0.5
Sector industrial	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	1,604.5	4.4
Sector eléctrico	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	3,864.3	3.9
Sector residencial	88.5	87.4	82.9	85.7	81.7	84.1	86.7	87.8	94.6	94.8	90.3	0.2
Sector servicios	24.2	25.3	24.5	26.6	25.2	27.0	28.5	29.9	33.3	36.4	35.0	3.8
Sector Autotransporte	1.9	1.7	1.5	1.4	1.5	1.8	2.4	2.3	2.4	2.8	5.6	11.7
Exportación	138.7	107.4	66.5	83.3	24.2	7.8	12.4	12.5	12.5	2.6	3.8	-30.2
Variación de inventarios y diferencias	6.0	38.8	58.2	38.7	25.7	46.7	44.3	32.1	98.2	114.9	257.4	

Fuente: SENER con Información del IMP.



2.10 Infraestructura Actual de Gas Natural

Una de las acciones implementadas a través de la Reforma Energética fue el establecimiento de un programa de desarrollo de gasoductos, con el objeto de cubrir la mayor parte de las zonas generadoras de energía con base en gas natural y de las regiones manufactureras del país, ya que el transporte por gasoducto es la manera más eficiente de conducir el gas natural, sobre todo a grandes escalas.

Derivado de lo anterior, y de conformidad con el Décimo Segundo Transitorio de la Ley de Hidrocarburos, PEMEX transfirió la propiedad de infraestructura de transporte correspondiente al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) al CENAGAS, así como los permisos asociados para realizar dicha actividad con la finalidad de evitar una integración vertical en la cadena de valor del combustible y así permitir una apertura gradual del mercado a nuevos participantes.

En la actualidad el CENAGAS es permisionario de transporte del SNG y el SNH y gestor independiente del SISTRANGAS, sistema conformado por el SNG y aquellos ductos propiedad de particulares que la CRE autorizó fueran integrados a éste para efectos tarifarios.

De acuerdo con lo establecido en la Ley de Hidrocarburos, el CENAGAS debe proponer quinquenalmente a la SENER, para su aprobación, previa opinión técnica de la CRE, el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS, mismo que tiene revisiones anuales.

En marzo de 2018, la Secretaría de Energía publicó la Tercera Revisión del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (2015-2019), a propuesta del CENAGAS y previamente validada por la CRE, en la que se confirmó la relevancia en la ejecución de los proyectos estratégicos contenidos en el Plan Quinquenal así como nuevas interconexiones del SISTRANGAS con otros sistemas, las cuales representan una oportunidad para agregar nuevos puntos de inyección en beneficio de los usuarios de los sistemas de transporte, al mismo tiempo que contribuyen con la seguridad operativa y la continuidad del suministro.

Del análisis de la propuesta presentada por el CENAGAS, los proyectos que mantienen su vigencia en el Plan Quinquenal 2015-2019 se pueden observar en el Cuadro 2.3.

CUADRO 2. 3 PROYECTOS EN VIGENCIA DE ACUERDO CON LA TERCERA REVISIÓN ANUAL AL PLAN QUINQUENAL 2015-2019

Proyectos Estratégicos en Desarrollo					
Proyecto	Estados	Longitud (Km)	Capacidad (mmpcd)	Inicio de operación	
1	Tuxpan-Tula	Hidalgo, Puebla y Veracruz	283	886	2018
2	La Laguna-Aguascalientes	Durango, Zacatecas y Aguascalientes.	600	1,189	2018
3	Tula-Villa de Reyes	Hidalgo, San Luis Potosí, Querétaro y Guanajuato	420	886	2018
4	Villa de Reyes-Guadalajara	San Luis Potosí, Aguascalientes y Jalisco	305	886	2018
5	San Isidro-Samalayuca	Chihuahua	23	1,220	2017
6	Samalayuca-Sásabe	Chihuahua y Sonora	650	472	nov-18
7	Sur de Texas - Tuxpan (Marino)	Tamaulipas y Veracruz	800	2,600	oct-18
Otros Proyectos previstos en el Plan Quinquenal					
Proyecto	Estados	Longitud	Capacidad (mmpcd)	Inicio de operación	
1	Nueva Era	Nuevo León	273	504	oct-18
2	Jáltipan-Salina Cruz	El gestor independiente realizará una Temporada Abierta vinculante en el segundo semestre del 2018, para ratificar su pertinencia.			
3	Proyecto Estratégico de Almacenamiento	Por Definir	N/A	(Al menos 10 BCF)	2018-2019
Proyectos de interconexión					
Interconexión	Sistema o infraestructura con el que se conecta	Ubicación	Capacidad (mmpcd)	Periodo estimado	
1	Monte Grande	G. Sur de Texas-Tuxpan	Tuxpan (Veracruz)	500	oct-18
2	El Encino	G. El Encino-La Laguna	El Encino (Chihuahua)	70	oct-18
3	Guadalajara	Villa de Reyes-Ags.-Guadalajara	Zapotlanejo (Jalisco)	200	oct-19
4	Pajaritos	FSRU	Coatzacoalcos (Veracruz)	540	2018
5	Mayakán	G. Mayakán	Reforma (Chiapas)	350	dic-19
Proyectos indicativos a cuenta y riesgo de particulares					
Proyecto	Estados	Capacidad	Periodo estimado de inicio de operación		
1	Hub Kinder Morgan Monterrey	Nuevo León	200	2019	
2	Libramiento Reynosa	Tamaulipas	350	2020	
3	Libramiento Juárez	Chihuahua	35	2020	
4	Expansión Argüelles	Tamaulipas	150	2019	
5	Suministro a Quintana Roo	Quintana Roo	En función de la temporada abierta que se realice entre el 2019 y 2020		
Proyectos a desarrollar por el CENAGAS (en su carácter de Transportista)					
Proyecto	Ubicación	Adecuación	Periodo estimado de inicio de operación		
1	Estación de compresión Pátzcuaro	Michoacán	En fase de planeación	2019-2020	
2	Estación de compresión Cempoala	Veracruz	Reconfiguración de flujo norte-sur	2019	

Fuente: SENER con Información de la Tercera Revisión al Plan Quinquenal SISTRANGAS.



La actividad de transporte por ducto comprende la recepción y medición de gas natural en un punto del Sistema y la verificación de la calidad, su conducción y entrega de un punto a otro dentro del trayecto del Sistema de ductos y no conlleva la enajenación o comercialización de dicho producto por parte de quien lo realiza.

Al primer trimestre de 2018, la CRE había autorizado 68 permisos de transporte de gas natural de acceso abierto por medio de ductos, los cuales permiten al permisionario llevar a cabo la actividad y prestar el servicio de transporte en el trayecto aprobado por el regulador (Ver Cuadro 2.4).

Los permisos tienen una vigencia hasta de 30 años y pueden ser prorrogados a solicitud del Permisionario por periodos de 15 años, siempre que se acredite el cumplimiento de los requisitos señalados para el otorgamiento del mismo.

Los permisionarios están obligados a dar acceso abierto a su Sistema y prestar a terceros el servicio de transporte, para lo que deberá facilitar y dar acceso abierto efectivo y no indebidamente discriminatorio a la utilización de la capacidad de su Sistema, de acuerdo con lo previsto en los artículos 70 y 71 de la Ley de Hidrocarburos.

CUADRO 2. 4 PERMISOS DE TRANSPORTE DE ACCESO ABIERTO DE GAS NATURAL POR MEDIO DE DUCTOS, AL PRIMER TRIMESTRE DE 2018

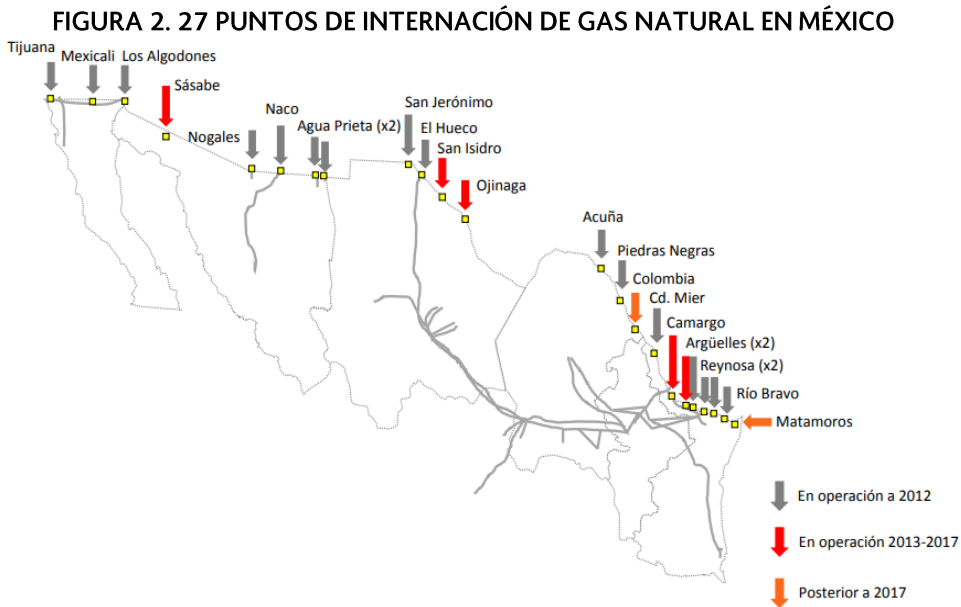
	Permisionario	Inicio de operaciones	Longitud actual (Km)	Volumen promedio Mmpcd	Inversión (Millones de dólares)	Estatus
1	Kinder Morgan Gas Natural de México, S. de R. L. de C. V.	20/03/2003	139.5	520.0	45.0	Operando
2	Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	20/12/1997	37.9	429.1	18.2	Operando
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	66.4	276.9	Operando
5	Tejas Gas de Toluca, S. de R. L. de C. V.	28/02/2003	175.3	43.4	31.0	Operando
6	Finsa Energéticos, S. de R. L. de C. V.	26/06/1998	7.9	1.7	0.3	Operando
7	Gasoductos del Bajío, S. de R. L. de C. V.	03/04/2001	204.2	53.3	56.5	Operando
8	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	15/06/2000	48.0	131.3	28.4	Operando
9	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	01/09/2002	302.4	357.1	124.4	Operando
10	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	12/12/2002	12.5	114.8	6.6	Operando
11	Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V.	12/11/2003	114.2	1,208.3	238.7	Operando
12	Gasoducto del Río, S. A. de C. V.	01/08/2003	57.9	203.6	39.3	Operando
13	Conceptos Energéticos Mexicanos S. de R. L. de C. V.	18/12/2003	1.6		0.8	Operando
14	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R. L. de C. V.	01/12/2014	356.3	403.0	225.7	Operando
15	Tarahumara Pipeline, S. de R. L. de C. V.	30/07/2013	383.9	68.7	368.8	Operando
16	Energía Occidente de México, S. de R. L. de C. V.	15/06/2011	310.5	279.1	486.4	Operando
17	Gasoducto de Morelos, S. A. P. I. de C. V.	15/04/2016	172.2	7.9	238.0	Operando
18	Gasoductos del Noreste, S. de R. L. De C. V.	01/12/2014	116.4	1,915.6	486.8	Operando
19	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	24/12/2014	864.3	67.4	1,046.0	Operando
20	Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	29/08/2014	174.9	14.5	60.0	Operando
21	TAG Pipelines Norte, S. de R. L. de C. V.	01/06/2016	451.6	970.0	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	NA	1,027.5	En construcción
23	TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.	01/06/2016	291.5	959.8	896.7	Operando
24	Arguelles Pipeline, S. de R. L. de C. V.	19/10/2015	2.9	150.9	10.0	Operando
25	ATCO Pipelines, S. A. de C. V.	Sin operar	14.8	NA	43.1	En construcción

Fuente: SENER con Información de la CRE.

	Permisionario	Inicio de operaciones	Longitud actual (Km)	Volumen promedio Mmpcd	Inversión (Millones de dólares)	Estatus
26	Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	Sin operar	5.1	NA	1.7	En construcción
27	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	10/06/2017	221.2	NA	373.6	En construcción
28	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	31/03/2017	28.5	110.7	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	NA	0.6	En construcción
31	Fermaca Pipeline El Encino, S. de R. L. de C. V.,	Sin operar	465.1	NA	819.2	En construcción
32	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	Sin operar	1.9	NA	0.9	En construcción
33	Centro Logístico Jalisco, S.A. de C.V.	Sin operar	3.3	NA	0.5	En construcción
34	Midstream de México S. de R.L. de C.V.	Sin operar	275.6	NA	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	NA	0.9	En construcción
37	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	01/09/2016	9.9	24.5	11.9	Operando
38	Merigas Sur, S. de R.L. de C.V.	Sin operar	0.2	NA	0.3	En construcción
39	Consumidora Industrial de Hidalgo, S. de R.L. de C.V.	Sin operar	4.8	NA	1.1	En construcción
40	Industrias Derivadas del Etileno S. R. L. de C. V.	Sin operar	0.1	NA	0.4	En construcción
41	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	21/10/2016	0.7	0.3	0.6	Operando
42	Siderúrgica de Linares, S. A. de C. V.	Sin operar	3.6	NA	2.3	En construcción
43	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R. L. de C. V.	Sin operar	287.8	NA	585.5	En construcción
44	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R. L. de C. V.	Sin operar	408.5	NA	596.5	En construcción
45	GN del Valle, S. R. L. de C. V.	Sin operar	5.2	0.0	1.0	
46	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	Sin operar	43.7	NA	11.1	En construcción
47	Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	Sin operar	15.4	NA	11.1	En construcción
48	Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	Sin operar	23.4	NA	24.0	En construcción
49	Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	Sin operar	48.4	NA	2.1	En construcción
50	Centro Nacional de Control de Gas Natural	18/03/1999	8,704.0	4,927.0	436.5	Operando
51	Centro Nacional de Control de Gas Natural	02/06/1999	339.0	57.3	0.0	Operando
52	Pemex Logística	01/01/2016	701.5	343.2	233.0	Operando
53	Pemex Logística	01/01/2016	19.0	7.6	0.3	Operando
54	Pemex Logística	01/01/2016	29.3	29.3	1.0	Operando
55	Pemex Logística	04/08/2016	523.4	2,689.7	NA	Operando
56	Fermaca Pipeline de Occidente, S. de R. L. de C. V.	Sin operar	378.7	NA	1,000.0	En construcción
57	Fermaca Pipeline La Laguna, S. de R. L. de C. V.	Sin operar	443.8	NA	555.0	En construcción
58	Igasamex San José Iturbide, S. de R. L. de C. V. "Atlacmulco"	Sin operar	1.5	NA	1.1	Otorgado
59	Ganfer Sociedad Agrícola, S. A. de C. V.	Sin operar	27.9	NA	0.7	Otorgado
60	Abent 3T, S.A.P.I. de C.V.	Sin operar	0.0	NA	3.1	Otorgado
61	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. (Tinjaja)	Sin operar	11.1	NA	6.3	Otorgado
62	Plantfort, S. A. de C. V.	Sin operar	2.4	NA	1.2	Otorgado
63	Carso Gasoducto Norte, S. A. de C. V.	Sin operar	622.0	NA	674.2	Otorgado
64	Industrializadora de Cárnicos Strattega, S. A. de C. V.	Sin operar	6.9	NA	1.0	Otorgado
65	Infraestructura Marina del Golfo	Sin operar	765.0	NA	3,100.0	Otorgado
66	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. (Dinamita)	Sin operar	39.9	NA	24.0	Otorgado
67	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. (Papelera Villa de Reyes)	Sin operar	0.2	NA	1.4	Otorgado
68	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. (Acapulco)	Sin operar	87.0	NA	16.9	Otorgado

Fuente: SENER con Información de la CRE.

- En lo que va de la Administración, entraron en operación 6 puntos de internación adicionales y se estima que entren en operación 2 interconexiones más entre 2018 y 2019, lo que permitirá que la capacidad de importación aumente a 11, 000 mmpcd (Ver Figura 2.27)



Fuente: SENER con información del Estatus de Gasoductos, junio 2018.



CAPÍTULO TRES

MERCADO PROSPECTIVO DE GAS NATURAL

Los perfiles de demanda nacional de gas natural 2018-2032 a nivel sectorial y regional son propuestos por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), quien es el encargado de realizar las proyecciones de demanda a partir de variables macroeconómicas otorgadas por la SENER, tales como el PIB nacional e industrial, precios de referencia internacional, demandas tendenciales, además, se contempla el desarrollo de infraestructura de gasoductos en el país contemplados en el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019.

Por otro lado, los escenarios de producción de Gas Natural que se abordan en el presente capítulo, contemplan un horizonte de planeación de 15 años y se determinaron mediante la colaboración de la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Petróleos Mexicanos.

Derivado de lo anterior se elaboraron dos escenarios de producción de gas natural, un máximo y un mínimo, el primero adecuado a premisas económicas optimistas y el segundo ajustado a premisas más conservadoras.

Es relevante puntualizar que cada una de las premisas que integran a los escenarios de producción está en función de los bloques ya adjudicados por parte de los procesos de licitación (bloques de gas y aceite para áreas terrestres, áreas marinas someras y áreas marinas profundas) denominados Rondas México, así como de los bloques pendientes por licitar, considerando un 60% de éxito de adjudicación, y de las migraciones y asignaciones de exploración y/o extracción, en el caso de Pemex, considerando únicamente las reservas 2P en ambos escenarios.

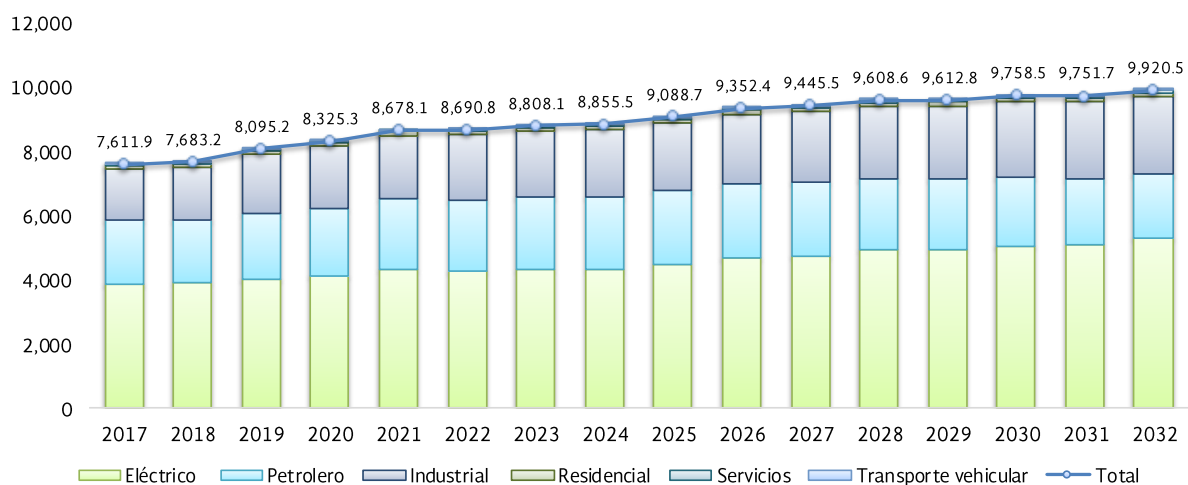
Además, se consideran distintos precios de venta de gas natural tomando como referencia los índices internacionales denominados en dólares por millón de unidades térmicas británicas (USD/mmBTU), y las inversiones estimadas tanto por Petróleos Mexicanos como por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

3.1 Demanda Nacional de Gas Natural

Se estima que en 2032 la demanda de gas natural sea de 9,920.5 mmpcd, lo que representará un incremento de 30.3% respecto a 2017 (Figura 3.1).

- El sector eléctrico continuará liderando la demanda nacional, derivado del continuo aprovechamiento de gas natural asociado a la conversión de plantas de generación eléctrica, al avance en proyectos de instalación de centrales a ciclo combinado y a la ampliación de la infraestructura de la red de gasoductos.
- Por otro lado, el sector industrial pasará del tercer al segundo consumidor potencial de gas natural, desplazando al sector petrolero como consecuencia de una mayor disponibilidad del energético, derivado de la ampliación de la infraestructura de gasoductos en el país, del desarrollo de nuevas zonas de distribución del energético, así como del desarrollo de nuevos complejos industriales.
- El sector petrolero mantendrá una demanda con poca variación, mientras que los sectores residencial, servicios y autotransporte incrementarán paulatinamente el consumo de gas natural debido a la penetración del combustible en cada zona geográfica de distribución.

FIGURA 3. 1 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL, 2017-2032
(MMPCD)



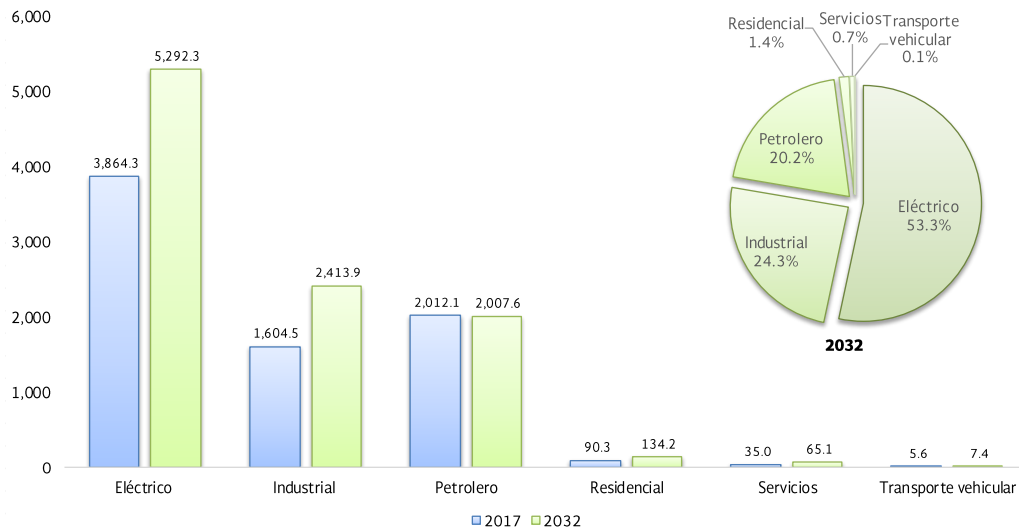
Nota: El sector industrial incluye Proyecto Etílano XXI.
El volumen de demanda por sector se puede consultar en el Anexo A.9

Fuente: Sener con base en información del IMP.

3.2 Demanda sectorial de Gas Natural

Para 2032 el sector eléctrico consumirá el 53.3% de la demanda total de gas natural, lo que corresponderá a un volumen de 5,292.3 mmpcd; le siguen los sectores industrial con 24.3% de participación; petrolero con 20.2%; residencial y servicios con 1.4% y 0.7% respectivamente; y finalmente, el sector autotransporte con 0.1% (Figura 3.2).

FIGURA 3. 2 DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2017 Y 2032.
(MMPCD Y PORCENTAJE)



Nota: El sector industrial incluye Proyecto Etileno XXI.

Fuente: Sener con información del IMP.

Sector Eléctrico

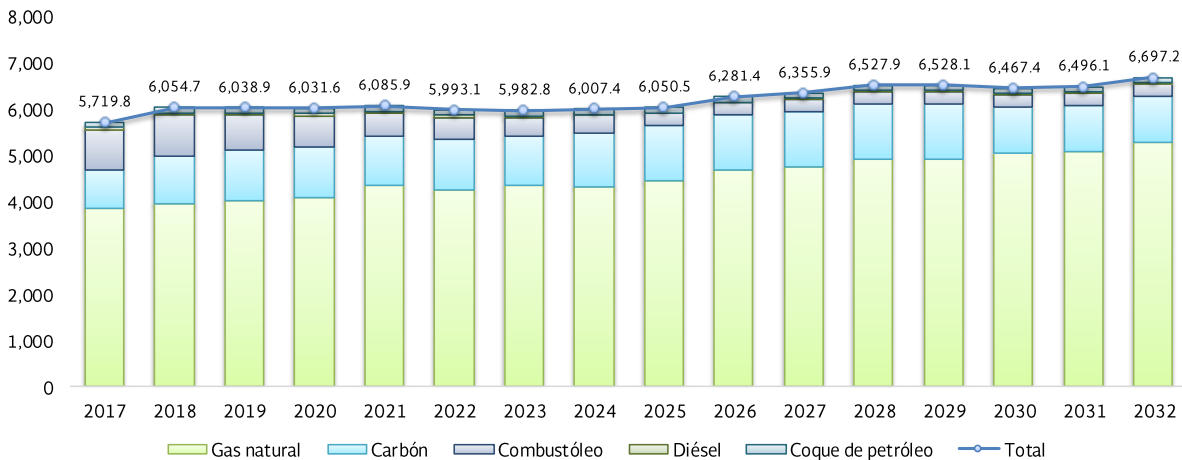
En 2032, el sector eléctrico tendrá una demanda de combustibles fósiles de 6,697.2 mmpcdgne, lo que representará un incremento de 17.1% respecto a 2017 (Ver Figura 3.3).

- El consumo de gas natural pasará de 3,864.3 mmpcd a 5,292.3 mmpcd en 2032, lo que significará un incremento de 36.9%, asociado a la evolución esperada de la capacidad instalada de centrales eléctricas de ciclo combinado y turbogás que estarán operando dentro de los siguientes años de estudio (Ver Cuadro 3.1 y Cuadro 3.2).
- Lo anterior origina que el consumo de gas natural incremente a una tasa promedio de 2.1% al año, por lo que al final del periodo, su participación alcanzará el 79% en el total del consumo de combustibles fósiles requeridos en el sector eléctrico.
- El coque de petróleo y carbón también incrementarán la demanda en este sector en 19.3% y 16.7% respectivamente, debido a la puesta en marcha de una central eléctrica de lecho fluidizado que estará operando a partir de 2024 en el estado de Coahuila²⁴.

²⁴ Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional PRODESEN 2018-2032

- Por último, el combustóleo y diésel disminuirán su consumo en 66.1% y 77.4% respectivamente, lo que se debe en gran medida al retiro programado de capacidad instalada de unidades eléctricas²⁵ que emplean dichos combustibles, así como a la conversión de centrales termoeléctricas a duales de la CFE, para reducir y sustituir el consumo de combustóleo por gas natural. Además, en el periodo de planeación no se prevé la adición de centrales cuyo combustible sea el combustóleo o diésel²⁶.

FIGURA 3.3 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2017-2032
(MMPCDGNE)



El volumen de demanda por combustible en el sector eléctrico se puede consultar en el Anexo A.10

Fuente: Sener con Información de IMP.

²⁵ Ídem

²⁶ Ídem



CUADRO 3.1 PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN DE CICLO COMBINADO 2018-2032

No.	Proyecto	Tecnología	Entidad Federativa	Inicio Operación	Capacidad Bruta (MW)
1	CCC 001	Ciclo Combinado	SON	2018	770
2	CCC 002	Ciclo Combinado	SON	2018	791
3	CCC 003	Ciclo Combinado	MÉX	2018	615
4	CCC 004	Ciclo Combinado	SON	2018	27
5	CCC 005	Ciclo Combinado	HGO	2018	64
6	CCC 006	Ciclo Combinado	NL	2019	857
7	CCC 007	Ciclo Combinado	SN	2019	887
8	CCC 008	Ciclo Combinado	CHH	2019	907
9	CCC 009	Ciclo Combinado	NL	2019	950
10	CCC 010	Ciclo Combinado	SN	2020	766
11	CCC 011	Ciclo Combinado	JAL	2021	874
12	CCC 012	Ciclo Combinado	GTO	2022	1,359
13	CCC 013	Ciclo Combinado	SN	2022	18
14	CCC 014	Ciclo Combinado	BC	2022	565
15	CCC 015	Ciclo Combinado	SN	2023	917
16	CCC 016	Ciclo Combinado	VER	2023	1,000
17	CCC 017	Ciclo Combinado	BC	2023	337
18	CCC 018	Ciclo Combinado	BC	2023	1,186
19	CCC 019	Ciclo Combinado	BC	2023	516
20	CCC 020	Ciclo Combinado	MÉX	2024	889
21	CCC 021	Ciclo Combinado	DGO	2025	983
22	CCC 022	Ciclo Combinado	SLP	2025	343
23	CCC 023	Ciclo Combinado	SN	2026	909
24	CCC 024	Ciclo Combinado	VER	2026	1,100
25	CCC 025	Ciclo Combinado	BC	2026	130
26	CCC 026	Ciclo Combinado	QRO	2027	5
27	CCC 027	Ciclo Combinado	COAH	2027	30
28	CCC 028	Ciclo Combinado	GTO	2027	4
29	CCC 029	Ciclo Combinado	SON	2027	30
30	CCC 030	Ciclo Combinado	CHH	2027	450
31	CCC 031	Ciclo Combinado	SN	2027	550
32	CCC 032	Ciclo Combinado	SON	2028	290
33	CCC 033	Ciclo Combinado	TAB	2028	696
34	CCC 034	Ciclo Combinado	NL	2028	240
35	CCC 035	Ciclo Combinado	NL	2028	498
36	CCC 036	Ciclo Combinado	SLP	2028	532
37	CCC 037	Ciclo Combinado	MOR	2029	648
38	CCC 038	Ciclo Combinado	YUC	2029	532
39	CCC 039	Ciclo Combinado	SON	2029	608
40	CCC 040	Ciclo Combinado	SON	2029	100
41	CCC 041	Ciclo Combinado	SON	2029	368
42	CCC 042	Ciclo Combinado	GTO	2030	752
43	CCC 043	Ciclo Combinado	TAMS	2030	60
44	CCC 044	Ciclo Combinado	JAL	2031	901
45	CCC 045	Ciclo Combinado	JAL	2031	900
46	CCC 046	Ciclo Combinado	SLP	2032	857
47	CCC 047	Ciclo Combinado	NL	2032	143
48	CCC 048	Ciclo Combinado	HGO	2032	1,155
				Total	28,105

Fuente: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032

CUADRO 3. 2 PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN DE TURBOGÁS 2018-2032

No.	Proyecto	Tecnología	Entidad Federativa	Año	Capacidad Bruta (MW)
1	CTG 001	Turbogás	NL	2020	550
2	CTG 002	Turbogás	SON	2020	340
3	CTG 003	Turbogás	B C S	2022	100
4	CTG 004	Turbogás	YUC	2023	8
5	CTG 005	Turbogás	VER	2023	200
6	CTG 006	Turbogás	NL	2023	10
7	CTG 007	Turbogás	TAM S	2023	35
8	CTG 008	Turbogás	NL	2023	35
9	CTG 009	Turbogás	NL	2023	29
10	CTG 010	Turbogás	M ÉX	2026	30
T o t a l A d c i o n					1,337

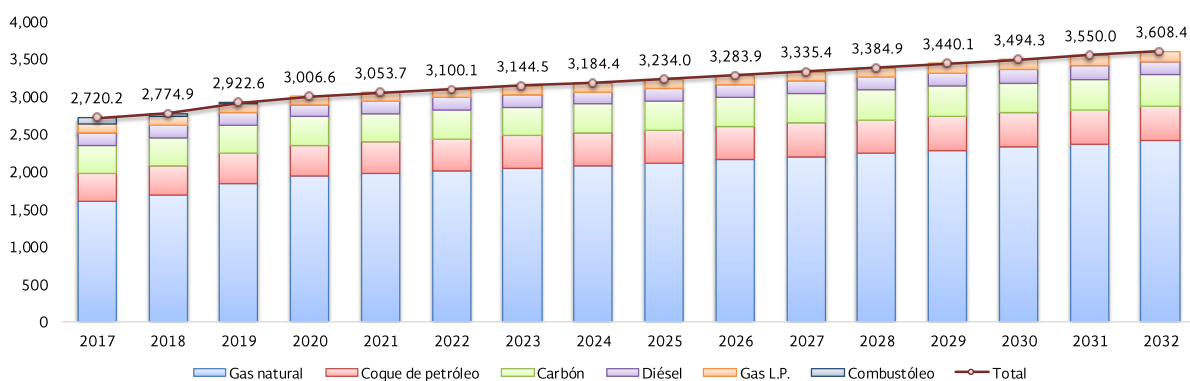
Fuente: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032

Sector Industrial²⁷

Se estima que, en 2032, la demanda de combustibles fósiles en este sector alcance un volumen de 3,608.4 mmpcdgne, lo que representará un incremento de 32.6% respecto a 2017 (Ver Figura 3.4).

- Todos los combustibles a excepción del combustóleo, incrementarán su demanda durante el periodo de proyección, el gas natural continuará liderando la matriz energética del sector industrial y pasará de 1,604.5 mmpcd en 2017 a 2,413.9 en 2032 lo que significará un incremento de 50.5% y representará el 66.9% de la matriz energética empleada en este sector, seguido del coque de petróleo con 12.9%, carbón con 11.4%, y finalmente diésel y gas con 4.9% y 3.5% respectivamente.

FIGURA 3. 4 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2017-2032 (MMPCDGNE)



El volumen de demanda por combustible en el sector industrial se puede consultar en el Anexo A.11

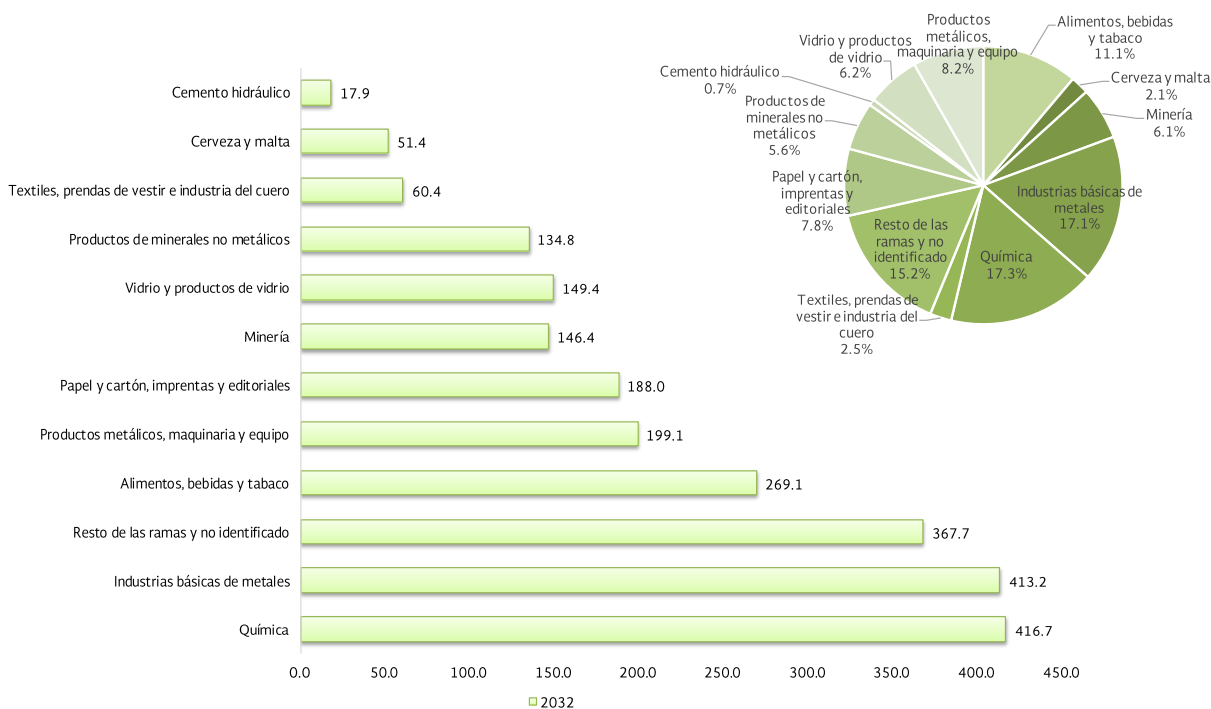
Fuente: Sener con Información de IMP.

²⁷ Para el sector Industrial se elaboró un ejercicio de sensibilidad, disponible en el Anexo I, página 76



- La demanda de gas natural incrementará a una tasa promedio de 2.8% anual, como consecuencia de una mayor disponibilidad de dicho energético gracias al desarrollo de la infraestructura de gasoductos en el país y de nuevas zonas de distribución y desarrollos industriales.
- Acorde a la estructura del Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIAN), se estima que en 2032, la industria química será la que más consumirá gas natural con una participación de 17.3% del total conjunto de ramas que integran al sector industrial (Ver Figura 3.5), derivado del desarrollo de la industria química en los estados de Guanajuato, Michoacán, Veracruz y Sinaloa, destacando el desarrollo de una planta de amoniaco en Topolobampo (Sinaloa) la cual consumirá gas como materia prima y como combustible²⁸.

FIGURA 3. 5 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR GRUPO DE RAMAS, 2032
(MMPCD Y PORCENTAJE)



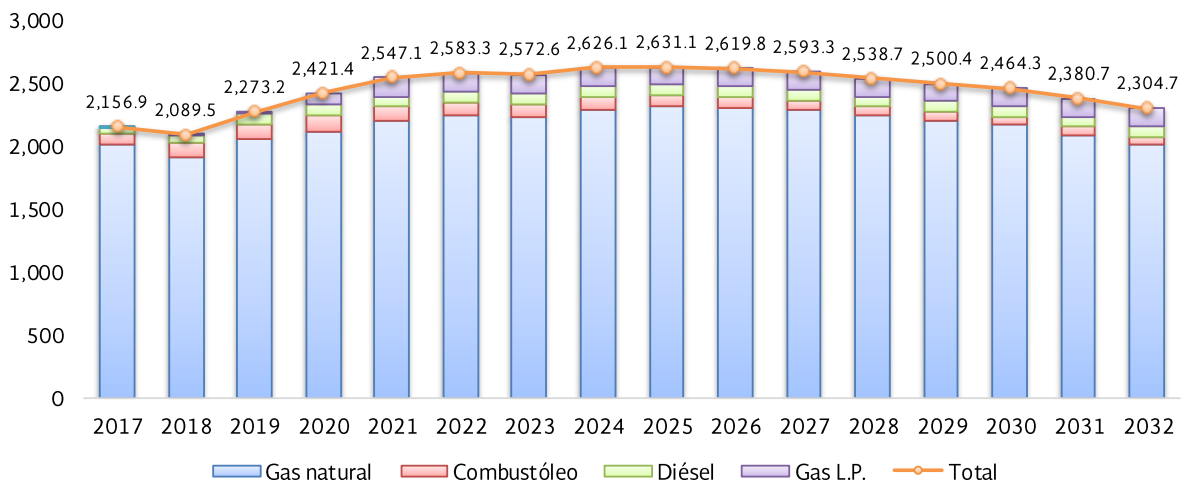
Fuente: Sener con Información de IMP.

²⁸ Coordinación General de Proyectos Estratégicos. Gobierno de Sinaloa.

Sector Petrolero²⁹

- En 2032, la demanda de combustibles en el sector petrolero alcanzará un volumen de 2,304.7 mmpcdgne, 6.8% más respecto a 2017. El combustible más empleado en este sector continuará siendo el gas natural con una participación de 87.1% al final del periodo de estudio, seguido del gas L.P. con 6.1%, diésel con 3.7% y combustóleo con 3.0% (Ver Figura 3.6).
- Se estima que, del consumo total de gas natural en 2032, el 44% se emplee en los procesos de exploración y producción, el 37% corresponda a ventas interorganismos y el resto (19%) se utilice en los procesos de transformación industrial.

FIGURA 3. 6 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2017-2032.
(MMPCDGNE)



El volumen de demanda por combustible en el sector petrolero se puede consultar en el Anexo A.12

Fuente: Sener con Información de IMP.

²⁹ La estimación de la demanda de combustibles en el sector petrolero no incluye el consumo de productores privados debido a la indisponibilidad de la información.

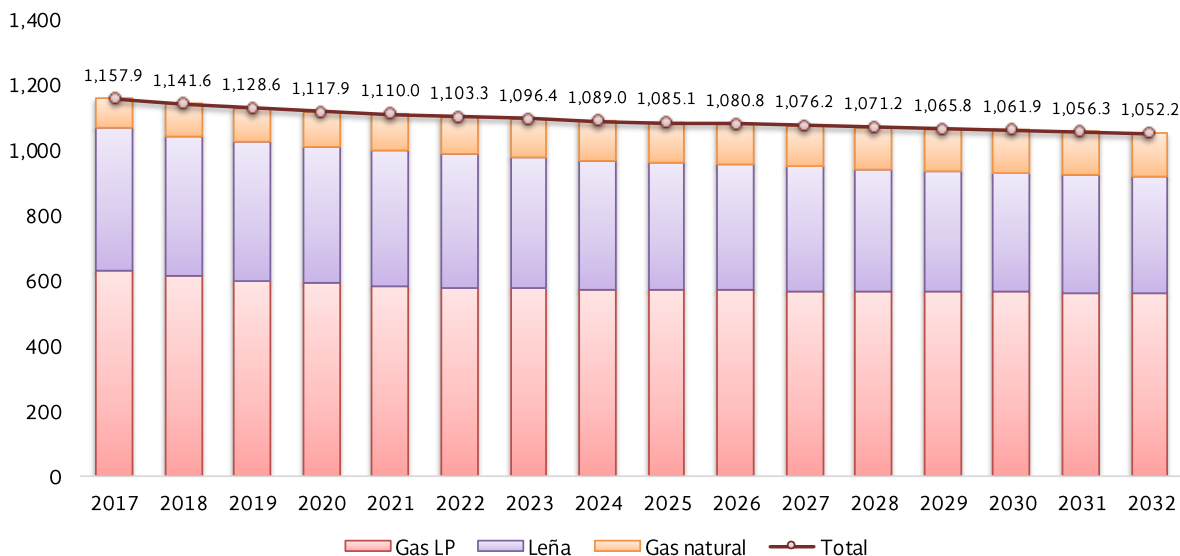


Sector Residencial

Para 2032, se estima que la demanda de combustibles en el sector residencial presente una disminución de 9.1% respecto a 2017, al pasar de 1,157.9 mmPCDgNE a 1,052.2 mmPCDgNE (Ver Figura 3.7) como resultado de la penetración que tendrán los calentadores solares de agua y los equipos eléctricos para la cocción de alimentos, aunado a la estimación del incremento en la eficiencia de los equipos utilizados en el hogar, lo que derivará en una menor demanda de combustibles en el sector residencial.

- El gas L.P. disminuirá 10.8%, pasando de 631.1 mmPCDgNE en 2017 a 562.5 mmPCDgNE en 2032, a pesar de ello, continuará liderando la demanda de combustibles empleados en este sector, reflejando una participación de 53.4% hacia 2032.
- El uso de leña disminuirá en 18.5%, pasando de 436.6 mmPCDgNE en 2017 a 355.4 mmPCDgNE en 2032, asociado al aumento de la urbanización en las localidades rurales, lo que permitirá el acceso a otros combustibles.
- Finalmente, el gas natural contribuirá con el 12.7% de la matriz energética de este sector y a diferencia del gas L.P. y leña, este aumentará su demanda en 48.6%, pasando de 90.3 mmPCDgNE a 134.2 mmPCDgNE asociado a la mayor cobertura de zonas de distribución del combustible.

FIGURA 3.7 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2017-2032.
(MMPCDgNE)



El volumen de demanda por combustible en el sector residencial se puede consultar en el Anexo A.13

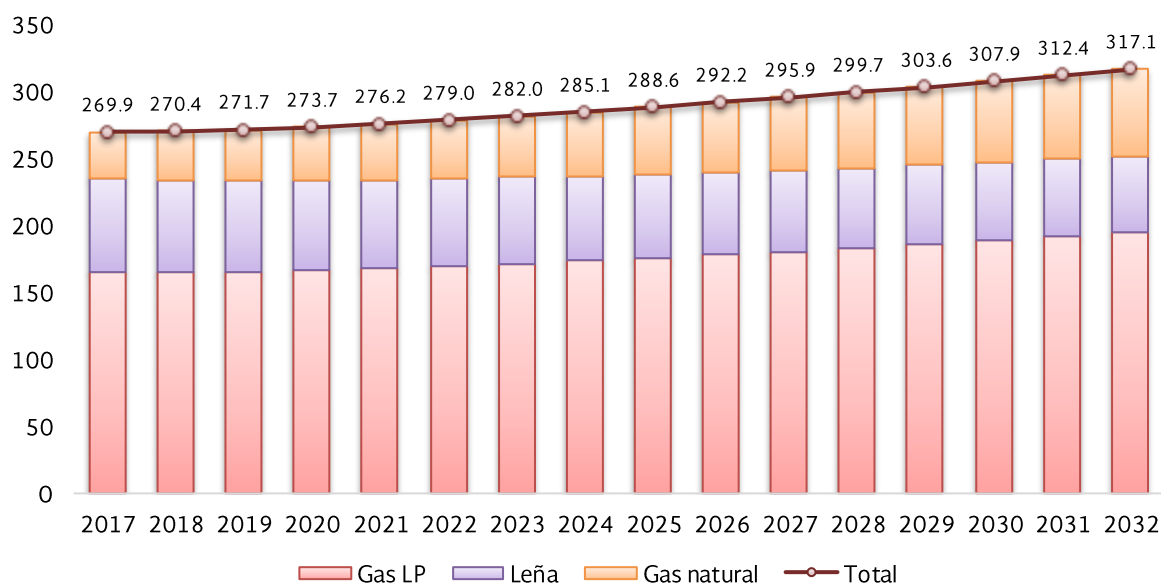
Fuente: Sener con Información de IMP.

Sector Servicios

Hacia 2032, la demanda de combustibles en el sector servicios alcanzará un volumen de 317.1 mmpcdgne, 17.4% mayor respecto a 2017 (Ver Figura 3.8).

- El uso de gas L.P. incrementará en 18.2%, pasando de 165.0 mmpcdgne en 2017 a 195.1 mmpcdgne en 2032 y continuará liderando la demanda de combustibles empleados en este sector, reflejando una participación de 61.5% hacia 2032.
- El consumo de leña disminuirá en 18.4%, pasando de 69.8 mmpcdgne en 2017 a 56.9 mmpcdgne en 2032, y finalmente, el gas natural aumentará en 86.0%, pasando de 35.0 mmpcd a 65.1 mmpcd asociado a la mayor cobertura de zonas de distribución del combustible y a la preferencia del combustible por su menor costo.

FIGURA 3. 8 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2017-2032.
(MMPCD GNE)



El volumen de demanda por combustible en el sector servicios se puede consultar en el Anexo A.14

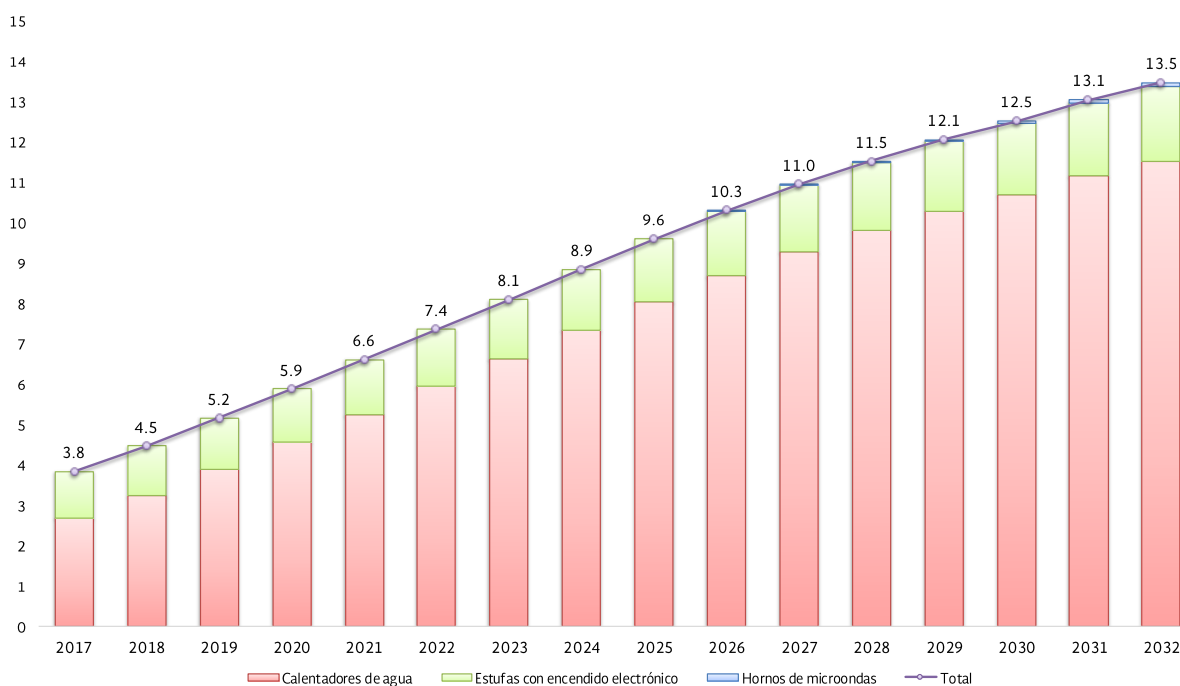
Fuente: Sener con Información de IMP.



En relación con el ahorro estimado de gas natural en los sectores residencial y servicios, para 2032 se prevé que el ahorro de este energético sea de 13.5 mmpcd, significativo incremento de 255% respecto a 2017, como resultado de la mejora en la eficiencia de calentadores de agua, estufas con encendido eléctrico y hornos de microondas.

- Del volumen total estimado en el ahorro de gas natural, la eficiencia de calentadores contribuirá con el 85.1%, seguido del ahorro por encendido electrónico de 14.0 %, y finalmente el ahorro derivado de la incorporación de hornos de microondas con una participación de 0.7% (Ver Figura 3.9).

FIGURA 3.9 AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS, 2017-2032.
(MMPCD)



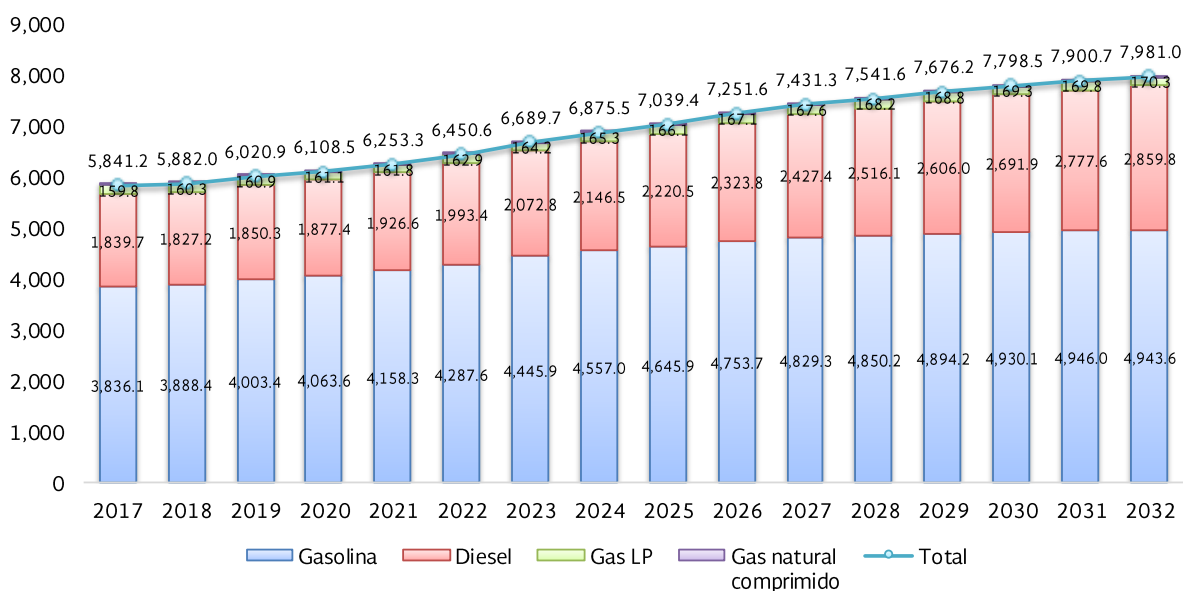
Fuente: Sener con Información de IMP.

Sector Autotransporte

En 2032 la demanda de combustibles fósiles en el sector autotransporte se estima en un volumen de 7,981.0 mmpcdgne, lo que significará un aumento de 36.6% respecto a 2017 (Ver Figura 3.10).

- La gasolina continuará liderando la demanda de combustibles empleados en este sector al final del periodo de estudio, con un volumen de 4,943.6 mmpcdgne, lo que representará una participación de 61.9% del total de la demanda, seguido del diésel con el 35.8%, y finalmente gas L.P. y gas natural con una participación de 2.1% y 0.1% respectivamente.
- En 2032, la demanda de gasolina y diésel incrementará en 28.8% y 55.4% respectivamente, en relación a 2017, derivado del esquema de flexibilización del mercado de estos combustibles que permitirá mayor competitividad de los participantes del mercado para ofrecer un mayor servicio de distribución³⁰.
- La demanda de gas natural también se incrementará hacia el 2032 en 32.1% respecto a 2017, asociado a una mayor distribución de GNC en el país.
- Con respecto al gas L.P. se estima que su demanda se incremente solo 6%, asociado a una mayor competencia de nuevas tecnologías automotrices que comiencen a desplazar a los vehículos que emplean gas L.P.

FIGURA 3. 10 DEMANDA DE GASOLINAS, GAS L.P. CARBURANTE Y GAS NATURAL COMPRIMIDO Y DIÉSEL EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2017-2032.
(MMPCDGNE)



Fuente: Sener con Información de IMP.

³⁰ <https://www.gob.mx/cre/prensa/presentan-estrategia-de-flexibilizacion-de-mercados-de-gasolinas-y-diesel-88562>



3.3 Demanda regional de Gas Natural

El análisis de la demanda de gas natural por entidad federativa se aborda mediante la subdivisión del país en cinco regiones de consumo. De la demanda total de gas natural que se estima consumir hacia el 2032, la región Sur-Sureste será la que lidere el consumo regional del energético alcanzando un volumen de 2,880 mmpcd, lo que representará un 29% del total regional, seguido de la región Noreste con 2,785.6 mmpcd (28%), Centro-Occidente con 1,832.5 mmpcd (18.4%), y, finalmente Noroeste y Centro con 1,727.6 mmpcd (17.4%), 693.9 (6.99%) mmpcd respectivamente (Ver Cuadro 3.3).

Hacia 2032, se notará un incremento de la demanda de gas natural en la mayoría de las regiones de consumo, derivado de la instalación de centrales eléctricas en varias entidades federativas del país para satisfacer las necesidades regionales, aunado al desarrollo de nuevos complejos industriales y a la expansión de la infraestructura del combustible. Sobresalen los estados de Sinaloa, Nuevo León, Jalisco y Veracruz.

- La región Sur-Sureste tendrá un incremento de 18.2% al final del periodo de estudio, destaca el estado de Veracruz con un consumo de 1,322.5 mmpcd, es decir, 45.9% del total de la demanda la zona sur-sureste. El incremento de esta zona se asocia a una mayor demanda en las actividades de exploración y producción en la misma, derivado de los descubrimientos de gas y petróleo albergados en la provincia petrolera Tampico-Misantla-Veracruz.
- En 2032, la región Noreste tendrá un incremento de 11.4%, sobresale el estado de Nuevo León con un consumo de 1,329.7 mmpcd lo que representa el 47% del total de la demanda para esta región. El incremento en la entidad deriva del gran aporte que tendrá en la generación de electricidad mediante ciclos combinados y turbogás para el 2032, aunado al desarrollo de más complejos industriales.
- La región Centro-Occidente presentará un incremento de 49.1% al final del periodo de estudio, el estado de Guanajuato liderará el consumo regional con 479.1 mmpcd, 29.1% del total de la demanda para esta región. El incremento de la entidad está asociado al desarrollo de industria química y de minerales no metálicos lo que reflejará una demanda adicional de gas natural, aunado a la estimación del programa indicativo para la instalación de centrales eléctricas que se situaran en Guanajuato en los próximos años.
- La región Noroeste tendrá un significativo incremento de 165%, pasando de 640.0 mmpcd en 2017 a 1,727.6 mmpcd en 2032, sobresale el estado de Sinaloa con un consumo de 708.2 mmpcd lo que representa el 40.9% del total de la demanda de la región, el incremento en la entidad se asocia al nuevo desarrollo de la industria química en Topolobambo, Sinaloa el cual consistirá en una planta de amoníaco cuyo consumo de gas se usará como materia prima y como combustible.
- Finalmente, la región de menor consumo será la zona Centro con un volumen de 693.9 mmpcd, destaca el estado de México con una demanda de 260.4 volumen inferior en 23% con relación a 2017 atribuible principalmente al sector eléctrico por la menor generación de electricidad que se estima se producirá al final del periodo de estudio acorde a las proyecciones del sector eléctrico PRODESEN 2018-2032.

CUADRO 3. 3 CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL POR ESTADO, 2017-2032.
(MMPCD)

Estado	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	tmca 2017- 2032
Total nacional	7,611.5	7,683.2	8,095.2	8,325.3	8,678.1	8,690.8	8,808.1	8,855.5	9,088.7	9,352.4	9,445.5	9,608.6	9,612.8	9,758.5	9,751.7	9,920.5	1.8
Noroeste	640.0	786.0	977.3	1,148.3	1,129.6	1,140.9	1,376.5	1,410.7	1,435.4	1,513.8	1,560.7	1,580.4	1,653.9	1,668.4	1,698.7	1,727.6	6.8
Baja California	300.8	247.4	257.4	280.5	275.1	288.2	514.3	531.9	545.1	535.3	530.2	509.2	498.4	500.4	515.4	526.4	3.8
Sinaloa	0.0	65.3	232.0	384.0	368.2	367.8	490.7	494.9	498.4	602.0	663.7	673.6	691.7	696.5	702.5	708.2	.a
Sonora	339.1	473.2	487.9	483.7	486.3	484.9	371.5	383.9	391.9	376.5	366.7	397.6	463.8	471.5	480.8	493.0	2.5
Noreste	2,499.4	2,567.1	2,846.1	2,784.6	2,786.5	2,768.0	2,673.1	2,604.6	2,688.6	2,669.7	2,737.3	2,722.1	2,752.5	2,783.6	2,745.2	2,785.6	0.7
Chihuahua	338.9	286.8	410.2	371.1	380.7	366.7	364.4	342.1	318.2	308.7	338.4	325.6	305.7	308.9	317.3	317.4	-0.4
Coahuila	249.1	221.2	207.0	208.8	209.5	212.8	206.9	210.2	212.5	211.1	214.1	212.5	209.9	216.9	216.5	219.5	-0.8
Durango	190.8	158.5	149.1	137.3	136.8	128.8	113.5	99.3	147.5	123.6	140.4	102.5	132.7	123.8	132.0	125.0	-2.8
Nuevo León	877.5	989.6	1,205.5	1,204.2	1,184.0	1,184.7	1,147.4	1,120.3	1,156.6	1,166.3	1,201.6	1,269.2	1,288.6	1,323.8	1,296.9	1,329.7	2.8
Tamaulipas	843.1	911.0	874.4	863.2	875.5	874.9	840.9	832.7	853.9	860.0	842.8	812.4	815.5	810.2	782.5	794.0	-0.4
Centro - Occidente	1,228.8	1,045.7	1,017.3	1,026.0	1,280.1	1,320.7	1,277.0	1,287.9	1,375.7	1,418.1	1,386.4	1,504.5	1,451.3	1,554.5	1,764.3	1,832.5	2.7
Aguascalientes	38.8	40.1	41.0	41.8	43.3	44.4	45.6	46.7	47.9	49.1	50.3	51.6	52.2	53.5	54.8	56.1	2.5
Colima	253.8	144.9	142.1	139.5	136.5	132.6	90.7	93.6	120.1	78.7	106.7	94.1	111.3	105.7	97.6	91.7	-6.6
Guanajuato	320.1	195.7	203.8	206.1	307.2	358.0	363.4	369.5	377.7	481.0	382.6	469.0	383.3	476.1	478.6	479.2	2.7
Jalisco	82.5	82.9	84.2	86.0	197.6	199.6	201.5	203.3	205.2	207.1	209.0	210.9	212.1	214.0	427.6	429.1	11.6
Michoacán	143.0	148.0	153.7	155.6	157.8	160.4	162.5	164.7	167.0	169.3	171.6	174.0	176.4	178.9	181.4	184.0	1.7
Querétaro	161.9	162.5	159.2	156.6	163.4	150.9	146.0	148.6	150.0	135.5	155.3	138.4	152.0	147.5	153.5	129.1	-1.5
San Luis Potosí	227.2	270.0	231.7	238.7	272.5	273.0	265.4	259.6	306.0	295.4	308.9	364.5	361.8	376.7	368.5	461.1	4.8
Zacatecas	1.5	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3	2.8
Centro	807.2	624.2	565.9	586.0	617.1	615.7	606.7	617.9	628.6	674.2	683.3	688.9	661.3	678.3	675.8	693.9	-1.0
Ciudad de México	93.1	54.9	57.1	59.2	63.0	63.6	65.1	68.5	68.5	71.8	71.8	75.0	74.8	76.3	77.7	79.1	-1.1
Hidalgo	147.5	91.2	82.8	93.2	105.4	102.9	105.4	109.0	109.6	157.0	157.0	158.2	116.4	116.6	117.4	126.7	-1.0
México	338.2	274.2	232.3	226.1	230.2	233.6	230.8	233.4	240.8	234.4	244.8	245.3	250.6	261.8	264.3	260.4	-1.7
Morelos	13.8	21.0	19.5	30.7	32.9	27.8	20.9	21.0	21.2	21.3	21.4	20.2	34.0	34.6	29.4	34.8	6.3
Puebla	173.5	137.4	133.3	133.9	141.9	143.3	140.3	141.2	142.2	143.2	140.6	143.2	137.3	139.1	136.8	141.2	-1.4
Tlaxcala	41.1	45.5	40.9	42.9	43.7	44.5	44.1	44.8	46.3	46.4	47.6	46.9	48.2	49.9	50.2	51.7	1.5
Sur-Sureste	2,436.1	2,660.2	2,688.5	2,780.4	2,864.8	2,845.5	2,874.8	2,934.3	2,960.4	3,076.7	3,077.8	3,112.8	3,093.8	3,073.7	2,867.6	2,880.9	1.1
Campeche	671.3	831.3	840.4	866.5	878.9	891.6	848.7	858.5	855.3	835.7	806.5	772.2	746.7	718.4	672.0	622.8	-0.5
Chiapas	65.2	70.8	49.3	49.8	66.6	70.0	75.7	82.6	94.5	101.7	111.7	113.8	207.0	204.6	150.2	194.2	7.5
Oaxaca	0.0	12.9	15.3	16.8	18.4	19.9	20.9	21.4	34.2	34.2	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	69.6
Tabasco	637.9	679.1	675.6	685.8	713.5	725.9	714.2	730.7	738.7	735.7	724.0	800.4	767.5	745.4	680.3	669.4	0.3
Veracruz	987.5	966.7	1,065.7	1,096.9	1,118.5	1,080.4	1,184.8	1,209.1	1,201.2	1,347.9	1,356.4	1,357.1	1,305.0	1,324.8	1,296.4	1,322.5	2.0
Yucatán	74.1	99.5	42.2	64.5	68.9	57.6	30.6	31.9	36.5	21.3	32.1	22.3	20.6	33.6	21.7	25.1	-7.0

Fuente: Sener con Información de IMP.



3.4 Producción de Gas Natural

La estimación de los escenarios de producción de gas natural (máximo y mínimo), se lleva a cabo mediante la interacción de información de Pemex, de la CNH y de la SENER, resultado de lo anterior, se focalizan las premisas que darán origen a cada uno de los escenarios y se toman decisiones en conjunto para integrar cada uno de ellos (Ver Cuadro 3.4).

Las plataformas de producción parten de considerar los bloques adjudicados mediante las licitaciones llevadas a cabo para la exploración y extracción de hidrocarburos, los contratos asignados, migrados y Asociaciones o FarmOuts de Pemex, se toma en cuenta las reservas 2P para cada escenario y se determinan los precios de venta tomando como referencia precios internacionales, (Ver Cuadro 3.5 y Cuadro 3.6).

CUADRO 3. 4 PREMISAS GENERALES DE PRODUCCIÓN 2018-2032

Comisión Nacional de Hidrocarburos	Petróleos Mexicanos
Incluye rondas anteriores y futuras.	Toma en cuenta producción 14 contratos ganados en rondas y se suman a rondas CNH.
Anualmente se consideran 4 licitaciones, una de bloques terrestres, una de aguas someras, una de aguas profundas y una de recursos no convencionales.	La producción de las asignaciones de Extracción migradas y en programa de migración, incluye la producción de los socios
Las licitaciones futuras consideran una convocatoria anual para cada tipo de proyecto con 30 bloques cada una, el éxito de adjudicación se considera del 60%. Los bloques no adjudicados serán reciclados.	Propuestas con base a su Plan de Negocios. Diferimiento en la estrategia de explotación de campos recién descubiertos por normatividad de CNH: Esah, Batsil, Jaatsul y Pokche (Aguas someras Sonda de Campeche)
Precio de \$50 USD/b para aceite y \$3 USD/mmBTU para el caso del gas	Precio de \$59.16 USD/b para aceite y \$3.94 USD/mmBTU para el caso del gas
Reservas 2P en ambos escenarios.	
No convencional se considera terrestre.	

Fuente: SENER con Información de Pemex y CNH.

CUADRO 3. 5 PREMISAS DE PRODUCCIÓN 2018-2032, ESCENARIO MÁXIMO

Comisión Nacional de Hidrocarburos	Petróleos Mexicanos
Licitaciones 1.1,1.2,1.3,1.4, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 y 3.1 como bloques ya adjudicados, los no adjudicados se licitan nuevamente en rondas posteriores.	299 Asignaciones (189 de aceite y 110 de gas). 2 migraciones de CIEPS (Santuario-el Golpe, Misión), 3 FarmOuts más 7 proyectos futuros de FarmOuts más 10 migraciones sin socio.
Los proyectos de la Ronda 1.4 reinyectan el gas producido por ser proyectos principalmente enfocados a la recuperación de aceite.	Proyectos de recuperación mejorada en las Asignaciones Xanab, Akal, Kuil y Tsimín (Aguas someras Sonda de Campeche)

Fuente: SENER con Información de Pemex y CNH.

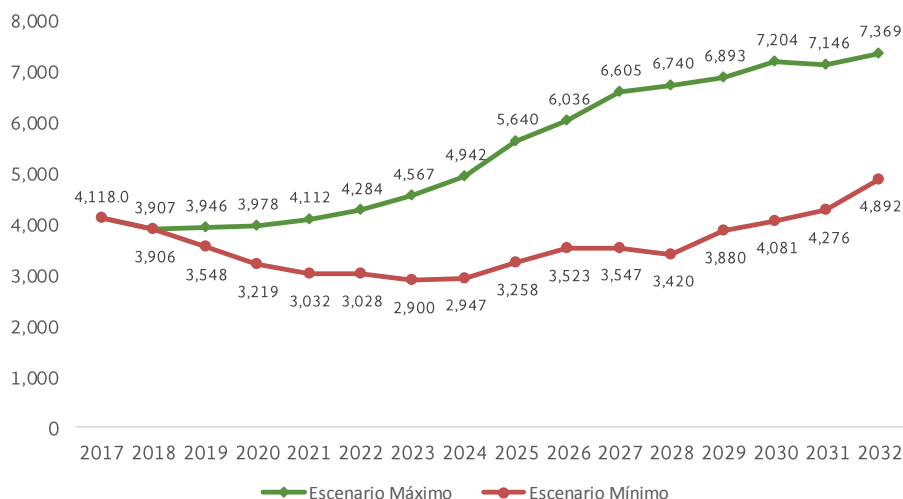
CUADRO 3. 6 PREMISAS DE PRODUCCIÓN 2018-2032, ESCENARIO MÍNIMO

Comisión Nacional de Hidrocarburos	Petróleos Mexicanos
Licitaciones 1.1,1.2,1.3,1.4, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 y 3.1 como bloques ya adjudicados, los no adjudicados se licitan nuevamente en rondas posteriores.	287 Asignaciones (183 de aceite y 104 de gas) 2 migraciones de CIEPS (Santuario-el Golpe, Misión), 1 migraciones sin socio (Ek-Balam).

Fuente: SENER con Información de Pemex y CNH.

- El escenario máximo, alcanzará una producción de 7,369 mmpcd hacia el 2032, lo que representará un incremento de 79% respecto a 2017, en tanto el escenario mínimo se estima que alcance un volumen de 4,892 mmpcd, lo que significaría un incremento de 18.8% (Ver Figura 3.11).

FIGURA 3. 11 PRODUCCIÓN DE GAS, ESCENARIOS MÁXIMO Y MÍNIMO, 2018-2032 (MMPCD)



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

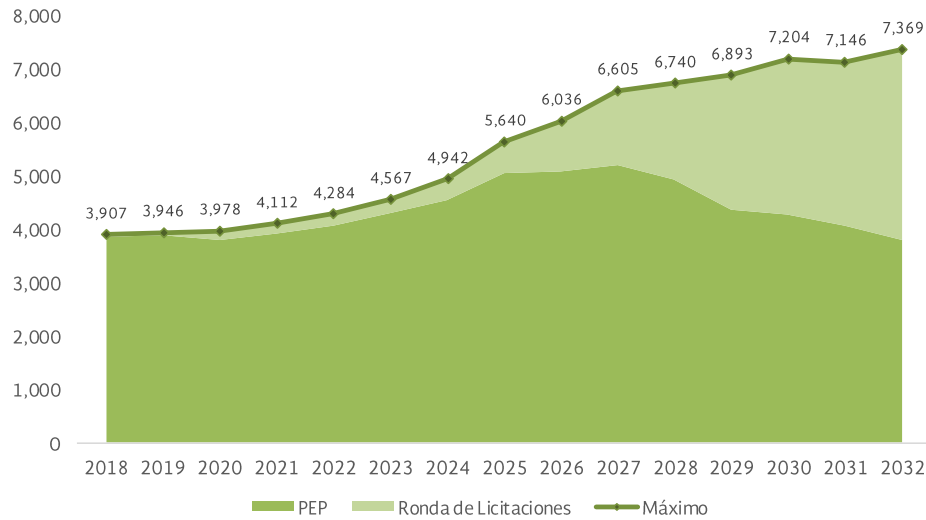
3.4.1 Producción por Actividad

Los escenarios de producción por actividad se clasifican mediante la producción que aportará PEP y la producción que aportarán las Rondas de Licitaciones a lo largo del periodo de estudio. La producción de PEP considera asignaciones, migraciones sin socio, asociaciones (FarmOut), migraciones y nuevos descubrimientos,

- Se estima que la producción de gas natural del escenario máximo crezca en promedio 4.0% anual, PEP producirá hacia el 2032 un volumen de gas natural de 3,790 mmpcd, en tanto que las Rondas de Licitaciones aportaran una producción de 3,579 mmpcd al final del periodo de estudio (Ver Figura 3.12).



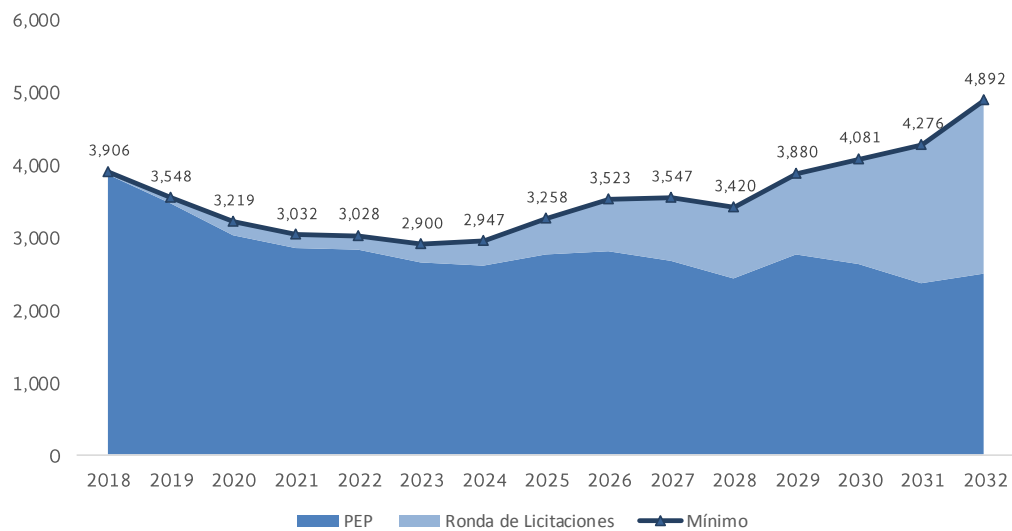
FIGURA 3. 12 PRODUCCIÓN DE GAS POR ACTIVIDAD, ESCENARIO MÁXIMO 2018-2032 (MMPCD)



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

- Respecto al escenario mínimo, este crecerá a una tasa promedio de 1.2% anual, la producción de gas natural por parte de PEP será de 2,502 mmpcd y la de Rondas de Licitaciones de 2,390 mmpcd (Ver Figura 3.13).

FIGURA 3. 13 PRODUCCIÓN DE GAS POR ACTIVIDAD, ESCENARIO MÍNIMO 2018-2032 (MMPCD)



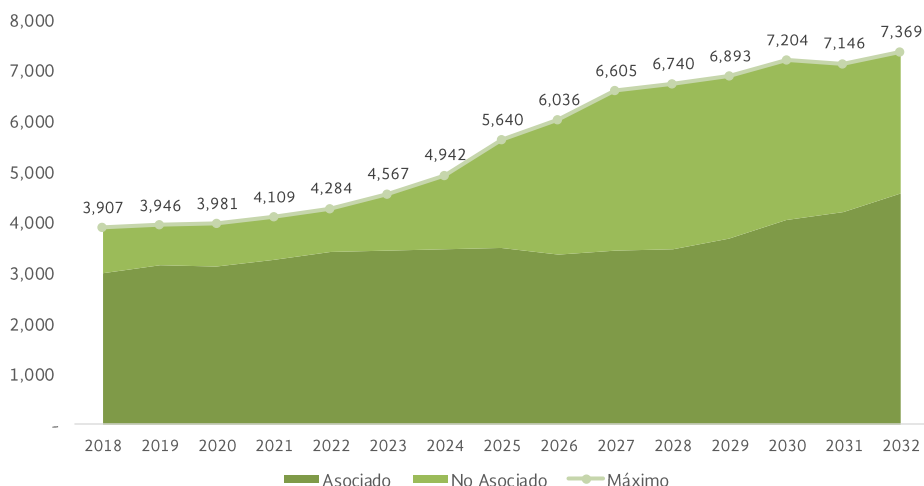
Fuente: Sener con Información de Pemex y CNH. No incluye nitrógeno.

3.4.2 Producción por Origen

Los escenarios de producción por origen se clasifican en asociado y no asociado, el primero corresponde al gas que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento, el segundo se refiere al que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

- La producción de gas asociado del escenario máximo crecerá a una tasa promedio de 3.1% anual, mientras que la producción de gas no asociado presentará una tasa positiva de 8.2% anual.
- Se estima que el volumen de gas asociado producido hacia el 2032 sea de 4,579 mmpcd lo que representará el 62.1% de la producción total de gas natural por origen, mientras que la producción de gas no asociado contribuirá con el 37.8% (2,790 mmpcd) (Ver Figura 3.14).

FIGURA 3. 14 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN, ESCENARIO MÁXIMO 2018-2032.
(MMPCD)

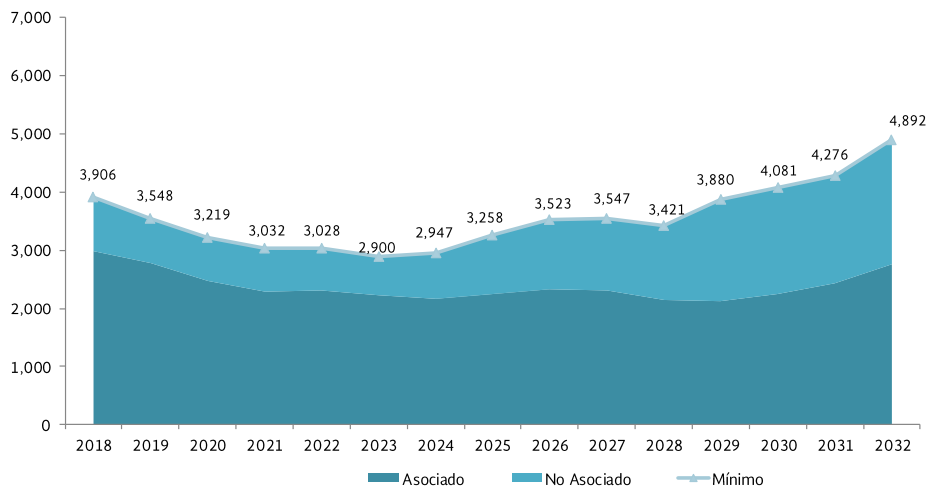


Fuente: Sener con Información de Pemex y CNH. No incluye nitrógeno.

- La producción de gas asociado del escenario mínimo disminuirá a una tasa promedio de 0.6% anual, mientras que la producción de gas no asociado presentará una tasa positiva de 6.2% anual.
- Se estima que el escenario mínimo alcance una producción de gas asociado de 2,762 mmpcd hacia el 2032, lo que representará el 56.4% de la producción total de gas natural por origen, mientras que la producción de gas no asociado contribuirá con el 43.5% (2,130 mmpcd) (Ver Figura 3.15).



FIGURA 3.15 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN, ESCENARIO MÍNIMO 2018-2032. (MMPCD)



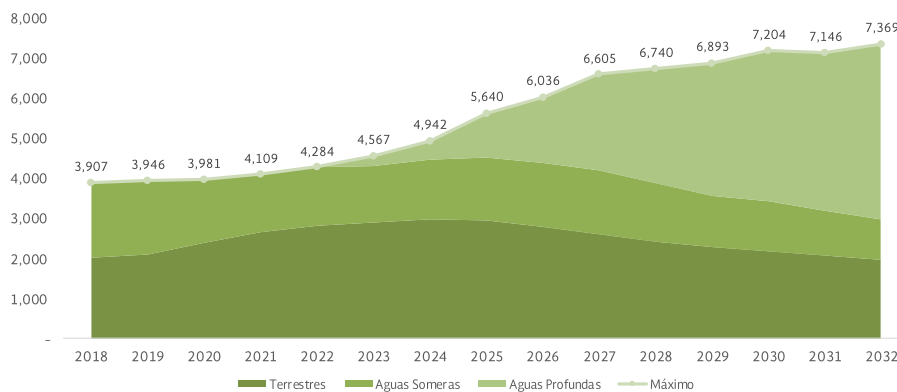
Fuente: Sener con Información de Pemex y CNH. No incluye nitrógeno.

3.4.3 Producción por Región

Los escenarios de producción por región consideran la producción proveniente de tres regiones (zonas terrestres, aguas someras y aguas profundas).

- Hacia 2032, la producción proveniente de aguas profundas representará el 59.5% (4,388 mmcpd) de la producción regional total, seguido de las regiones terrestres con el 26.6% (1,965 mmcpd) y por último aguas someras con 13.7% de participación (Ver Figura 3.16).

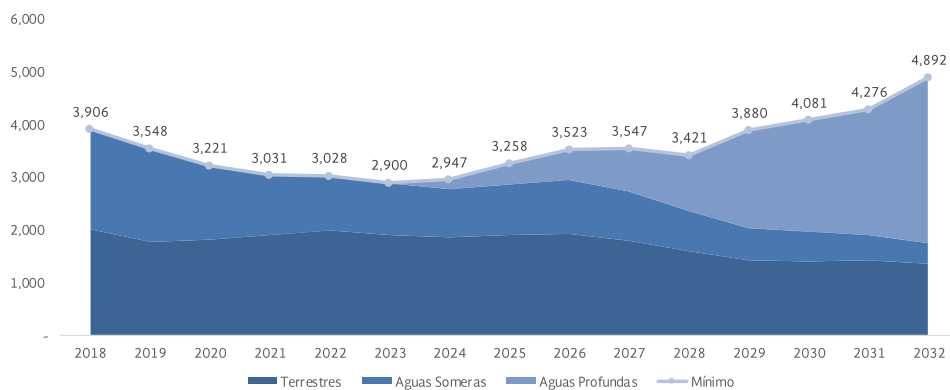
FIGURA 3.16 PRODUCCIÓN DE GAS POR REGIÓN, ESCENARIO MÁXIMO 2018-2032 (MMPCD)



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

- En el escenario mínimo, la producción proveniente de aguas profundas representará en 2032 el 64.3% (3,149 mmpcd) de la producción regional total, seguido de las regiones terrestres con el 27.6% (1,352 mmpcd) y 7.9% de participación de aguas someras con (Ver Figura 3.17).

FIGURA 3. 17 PRODUCCIÓN DE GAS POR REGIÓN, ESCENARIO MÍNIMO 2018-2032.
(MMPCD)



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



3.5 Proyectos de Infraestructura de Gas Natural por Desarrollar

En marzo de 2018, la SENER publicó la tercera revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019³¹ (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 con esta tercera revisión se acordaron otros proyectos previstos en el Plan Quinquenal inicial, en el que destaca el Proyecto Estratégico de Almacenamiento de gas natural, el cual derivó de la publicación de la Política Pública en materia de Almacenamiento de Gas Natural, cuyos inicios de operación aún están por definir (Ver Cuadro 3.6).

CUADRO 3. 7 OTROS PROYECTOS PREVISTOS EN EL PLAN QUINQUENAL

	Proyecto	Estados Beneficiados	Longitud (Km)	Capacidad (mmpcd)	Inicio de operación
1	Nueva Era	Nuevo León	273	504	jul-18
2	Jáltipan-Salina Cruz	El gestor independiente realizará una Temporada Abierta vinculante en el segundo semestre del 2018, para ratificar su pertinencia.			2019
3	Proyecto Estratégico de Almacenamiento	Por definir	n/a	al menos 10 BCF	2018-2019

Fuente: SENER.

Además, se consideró pertinente añadir proyectos de interconexión e indicativos a cuenta y riesgo de particulares con el propósito de agregar nuevos puntos de inyección en beneficio de los usuarios de los sistemas de transporte, al mismo tiempo, de contribuir con la seguridad operativa y la continuidad del suministro (Ver Cuadro 3.7).

³¹ <https://www.gob.mx/sener/articulos/3a-revision-anual-del-plan-quinquenal-de-expansion-del-sistema-de-transporte-y-almacenamiento-nacional-integrado-de-gas-natural-2015-2019?idiom=es>

CUADRO 3. 8 PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN E INDICATIVOS A CUENTA Y RIESGO DE PARTICULARES

Proyectos de interconexión					
Interconexión		Sistema o infraestructura con el que se conecta	Ubicación	Capacidad (mmpcd)	Periodo estimado de inicio de operación
1	Monte Grande	G. Sur de Texas-Tuxpan	Tuxpan (Veracruz)	500	oct-18
2	El Encino	G. El Encino-La Laguna	El Encino (Chihuahua)	70	oct-18
3	Guadalajara	Villa de Reyes-Ags.-Guadalajara	Zapotlanejo (Jalisco)	200	oct-19
4	Pajaritos	FSRU	Coatzacoalcos (Veracruz)	540	2018
5	Mayakán	G. Mayakán	Reforma (Chiapas)	350	dic-19
Proyectos indicativos a cuenta y riesgo de particulares					
Proyecto		Estados	Capacidad	Periodo estimado de inicio de operación	
1	Hub Kinder Morgan Monterrey	Nuevo León	200	2019	
2	Libramiento Reynosa	Tamaulipas	350	2020	
3	Libramiento Juárez	Chihuahua	35	2020	
4	Expansión Argüelles	Tamaulipas	150	2019	
5	Suministro a Quintana Roo	Quintana Roo	En función de la temporada abierta que se realice entre el 2019 y 2020		

Fuente: Tercera Revisión Anual al Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019.



3.6 Comercio Exterior de Gas Natural

Para cubrir la demanda nacional en 2032 (9,920.5 mmpcd), será necesario importar 3,965.0 mmpcd, lo que significará que el volumen de importación al final del periodo de estudio se reducirá en un 16.7% respecto a 2017 derivado del incremento en el escenario máximo de producción estimado de gas natural.

Respecto a las ventas de exportación de gas natural, no se estima mucha agilidad en estas operaciones, únicamente se contemplan aquellos flujos de intercambio por logística con la frontera de Estados Unidos (Ver Figura 3.18).

FIGURA 3. 18 IMPORTACIONES DE GAS NATURAL, 2017-2032.
(MMPCD)



Fuente: Sener con Información de IMP.

3.7 Balance Nacional de Gas Natural 2017-2032

Hacia el 2032, se estima que el balance nacional de gas natural mantenga una producción de gas creciente a un ritmo promedio de 4.5% anual, tomando en consideración las premisas que integran el escenario máximo de producción de gas natural 2018-2032. Acorde a lo anterior se estima que la producción nacional concluya al final del periodo de estudio con 5,955.5 mmpcd de gas natural seco directo para comercializar.

La demanda del energético también incrementará año con año a una tasa promedio de 1.8% anual, destaca el sector eléctrico en el consumo nacional del energético, hacia 2032, dicho sector representará el 53.3% del consumo total, seguido del sector industrial con el 24.3%, petrolero con 20.2%, residencial con 1.3%, y finalmente servicios y autotransporte con 0.6% y 0.01% respectivamente.

En cuanto a crecimiento promedio anual se refiere, destaca el sector servicios, aunque su demanda hacia el 2032 representará únicamente el 0.6% del consumo total, tendrá la mayor tasa promedio anual de crecimiento de 4.2%, la cual incluso será mayor a la del sector eléctrico, como consecuencia de un acceso más amplio al suministro de gas aunado a las mejores ventajas económicas y competitivas del combustible.

Las importaciones de gas natural reducirán a una tasa promedio de 1.3% anual, gracias al mayor suministro nacional del energético en los años futuros (Ver Cuadro 3.8).

CUADRO 3. 9 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2017-2032.
(MMPCD)

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	tmca 2017- 2032
Origen	7,873.2	7,685.0	8,095.8	8,326.3	8,679.5	8,692.5	8,809.7	8,856.7	9,089.1	9,352.5	9,445.6	9,608.6	9,612.8	9,758.5	9,751.7	9,920.5	1.6
Producción nacional	3,058.1	2,922.6	2,953.2	2,985.0	3,105.3	3,269.7	3,546.4	3,885.6	4,466.0	4,820.5	5,308.3	5,413.0	5,546.1	5,817.6	5,774.5	5,955.5	4.5
Importación	4,815.1	4,762.3	5,142.6	5,341.4	5,574.3	5,422.8	5,263.3	4,971.1	4,623.1	4,532.0	4,137.3	4,195.7	4,066.7	3,941.0	3,977.2	3,965.0	-1.3
Destino	7,615.8	7,685.0	8,095.8	8,326.3	8,679.5	8,692.5	8,809.7	8,856.7	9,089.1	9,352.5	9,445.6	9,608.6	9,612.8	9,758.5	9,751.7	9,920.5	1.8
Demanda nacional	7,611.9	7,683.2	8,095.2	8,325.3	8,678.1	8,690.8	8,808.1	8,855.5	9,088.7	9,352.4	9,445.5	9,608.6	9,612.8	9,758.5	9,751.7	9,920.5	1.8
Sector petrolero	2,012.1	1,915.0	2,058.5	2,122.3	2,197.8	2,240.2	2,234.6	2,286.3	2,320.9	2,309.8	2,296.1	2,242.0	2,203.4	2,167.5	2,084.0	2,007.6	0.0
Sector industrial	1,604.5	1,679.3	1,842.1	1,935.6	1,972.3	2,009.9	2,046.1	2,080.5	2,118.7	2,158.6	2,199.6	2,240.6	2,282.3	2,324.9	2,368.9	2,413.9	2.8
Sector eléctrico	3,864.3	3,948.3	4,046.3	4,112.5	4,347.6	4,275.0	4,357.0	4,313.7	4,469.7	4,700.3	4,761.8	4,933.9	4,931.0	5,066.3	5,095.3	5,292.3	2.1
Sector residencial	90.3	97.7	103.4	107.9	111.6	115.0	117.8	120.3	122.7	124.8	126.8	128.7	130.4	132.0	133.4	134.2	2.7
Sector servicios	35.0	36.8	38.6	40.5	42.2	44.0	46.0	47.8	49.9	51.9	54.1	56.3	58.4	60.6	62.8	65.1	4.2
Sector Autotransporte	5.6	6.1	6.2	6.5	6.6	6.7	6.8	6.8	6.9	7.0	7.0	7.1	7.1	7.2	7.3	7.4	1.8
Exportación	3.8	1.7	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	0.0	na.
Variación de inventarios y diferencias	257.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	na.

Fuente: SENER con Información del IMP



3.8 Normatividad 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

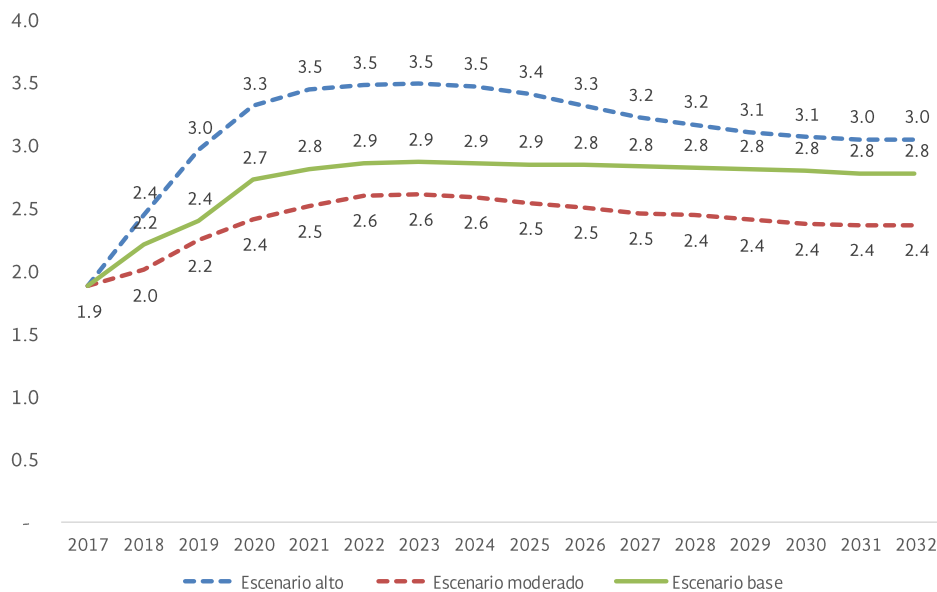
ANEXO I. EJERCICIO DE SENSIBILIDAD PARA EL SECTOR INDUSTRIAL

La Dirección General de Planeación e Información Energéticas, adscrita a la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética, tiene la facultad de realizar estudios que permitan analizar y evaluar la política energética del país requeridos para la planeación de mediano y largo plazos del sector³².

En ese sentido, se realizó un ejercicio de sensibilidad para el sector industrial con la finalidad de generar estimaciones de la demanda de gas natural en función de las tasas de crecimiento promedio anual de tres escenarios del PIB (alto, moderado y base). Cabe mencionar que el escenario base es el que soporta las estimaciones de oferta y demanda de la presente Prospectiva 2018-2032 tomando en consideración el actual panorama económico nacional e internacional. En los tres escenarios se estima que el crecimiento económico mejore respecto a 2017, derivado del impulso que tendrá la demanda externa y el dinamismo del mercado interno. Por el lado del sector externo, se estima que las exportaciones continúen con un desempeño positivo, por otro lado, se prevé un mercado interno impulsado por el consumo privado, asimismo, se estima que la plataforma de producción petrolera deje de tener un impacto negativo sobre el crecimiento económico.

Para 2032 el PIB de México del escenario alto crezca a 3.0%, mientras que el escenario moderado y base consideran un crecimiento de 2.4% y 2.8% respectivamente. (Ver Figura 4.1).

FIGURA 4.1 ESCENARIOS DE PRODUCTO INTERNO BRUTO NACIONAL 2017-2032
Tasas de crecimiento



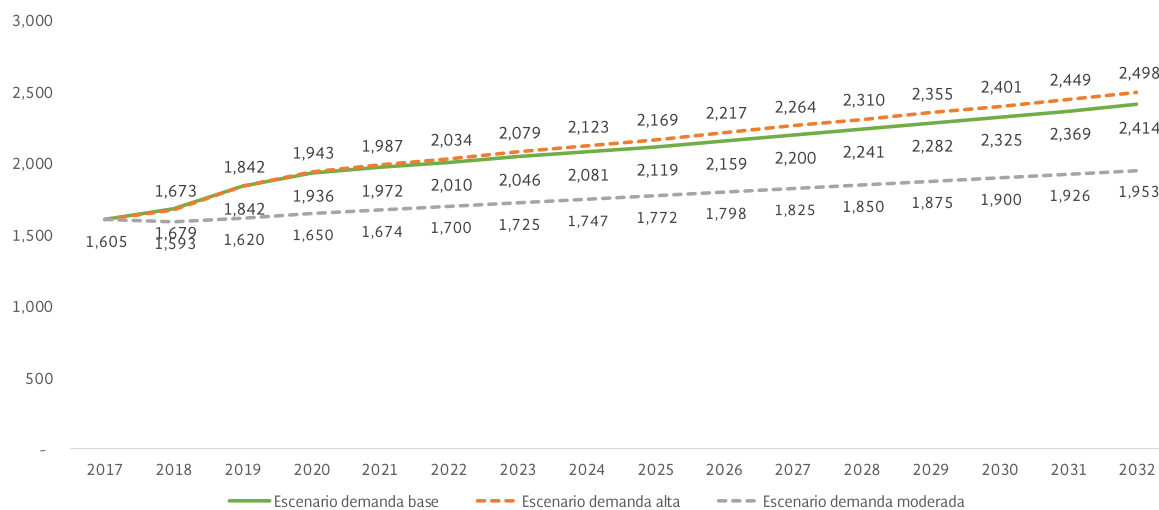
Fuente: SENER con Información de Oxford Economics.

³² Artículo 24, Fracción XVII del Reglamento Interno de la Secretaría de Energía.



Derivado de los escenarios del PIB antes mencionados, se generaron estimaciones de la demanda de gas natural para cada año contenido en el periodo de estudio de la prospectiva 2018-2032 del sector industrial con el objetivo de mostrar las variaciones en la demanda de gas natural, ante diversos factores internos y externos.

FIGURA 4. 2 DEMANDA DE GAS NATURAL DEL SECTOR INDUSTRIAL POR ESCENARIO, 2018-2032 (MMPCD)



Fuente: SENER con información del IMP.

ANEXO II

**CUADRO A. 1 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2007-2017
(MMPCD)**

Año	Petrolero	Industrial	Eléctrico	Residencial	Servicios	Autotransporte	Total
2007	2,645.9	2,125.4	1,040.1	88.5	24.2	1.9	5,925.9
2008	2,794.0	2,174.9	1,026.6	87.4	25.3	1.7	6,109.9
2009	2,932.8	2,149.4	912.8	82.9	24.5	1.5	6,104.0
2010	2,936.3	2,236.6	1,054.3	85.7	26.6	1.4	6,340.9
2011	3,088.4	2,186.2	1,129.2	81.7	25.2	1.5	6,512.2
2012	3,111.5	2,273.1	1,181.1	84.1	27.0	1.8	6,678.4
2013	3,322.7	2,272.2	1,239.9	86.7	28.5	2.4	6,952.4
2014	3,500.3	2,275.6	1,313.5	87.8	29.9	2.3	7,209.3
2015	3,797.6	2,200.0	1,376.2	94.6	33.3	2.4	7,504.1
2016	3,878.5	2,122.0	1,484.1	94.8	36.4	2.8	7,618.7
2017	3,864.3	2,012.1	1,604.5	90.3	35.0	5.6	7,611.9
tmca 2007-2017	3.9	-0.5	4.4	0.2	3.8	11.7	2.5

Fuente: SENER con Información del IMP.

**CUADRO A. 2 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR ELÉCTRICO, 2007-2017
(MMPCDGNE)**

Año	Gas natural	Combustóleo	Diésel	Carbón	Coque de petróleo	Total
2007	2,645.9	1,312.9	25.9	830.0	85.1	4,899.8
2008	2,794.0	1,144.6	39.2	539.5	81.9	4,599.1
2009	2,932.8	1,115.5	49.8	777.7	81.7	4,957.4
2010	2,936.3	1,000.0	46.2	849.3	100.7	4,932.5
2011	3,088.4	1,119.7	54.8	888.8	97.6	5,249.3
2012	3,111.5	1,249.5	81.5	886.2	100.8	5,429.5
2013	3,322.7	1,114.8	80.3	838.9	103.1	5,459.8
2014	3,500.3	720.0	55.2	855.3	102.7	5,233.5
2015	3,797.6	637.5	53.6	903.4	100.7	5,492.8
2016	3,878.5	710.7	64.9	898.7	89.1	5,641.9
2017	3,864.3	842.1	69.1	821.8	98.7	5,695.9
tmca 2007- 2017	3.9	-4.3	10.3	-0.1	1.5	1.5

Fuente: SENER con Información del IMP.



**CUADRO A. 3 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2007-2017
(MMPCDGNE)**

Año	Gas L.P	Gas Natural Comprimido	Gasolina	Diésel	total
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
2017	159.8	5.6	3,836.1	1,839.7	5,841.2
tmca 2007-2017	3.1	11.7	0.5	0.5	0.6

Fuente: SENER con Información del IMP.

**CUADRO A. 4 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR INDUSTRIAL, 2007-2017
(MMPCDGNE)**

Año	Gas natural	Combustóleo	Diésel	Gas L.P.	Coque de petróleo	Carbón	Total
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
2017	1,604.5	90.1	166.6	120.9	364.5	361.6	2,708.2
tmca 2007-2017	4.4	-10.9	1.5	0.7	0.5	10.5	2.8

Fuente: SENER con Información del IMP.

**CUADRO A. 5 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR PETROLERO, 2007-2017
(MMPCDGNE)**

Año	Gas natural	Combustóleo	Diésel	Gas L.P.	Gasolina	Total
2007	2,125.4	230.6	99.3	21.9	3.2	2,480.4
2008	2,174.9	225.9	101.7	19.7	3.1	2,525.3
2009	2,149.4	207.7	115.4	18.9	3.2	2,494.7
2010	2,236.6	178.2	110.7	15.7	3.3	2,544.4
2011	2,186.2	190.0	101.7	18.0	4.2	2,500.2
2012	2,273.1	150.1	114.6	17.0	5.8	2,560.6
2013	2,272.2	161.9	128.8	9.9	6.1	2,578.9
2014	2,275.6	152.0	120.2	19.8	10.1	2,577.7
2015	2,200.0	141.6	114.9	16.3	8.6	2,481.4
2016	2,122.0	124.2	59.6	6.5	4.6	2,316.8
2017	2,012.1	86.4	43.4	8.3	6.8	2,156.9
tmca	-0.5	-9.3	-8.0	-9.3	7.9	-1.4

Fuente: SENER con Información del IMP.

**CUADRO A. 6 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2007-2017
(MMPCDGNE)**

Año	Gas natural	Gas L.P.	Leña	Total
2007	88.5	760.8	485.9	1,335.1
2008	87.4	744.0	482.1	1,313.5
2009	82.9	708.4	481.1	1,272.5
2010	85.7	726.2	477.9	1,289.7
2011	81.7	718.1	471.2	1,271.0
2012	84.1	693.7	462.6	1,240.3
2013	86.7	657.9	456.1	1,200.7
2014	87.8	646.0	447.9	1,181.7
2015	94.6	622.1	439.4	1,156.1
2016	94.8	632.6	430.9	1,158.4
2017	90.3	631.1	431.8	1,153.2
tmca 2007-2017	0.2	-1.9	-1.2	-1.5

Fuente: SENER con Información del IMP.



**CUADRO A. 7 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR SERVICIOS, 2007-2017
(MMPCDGNE)**

Año	Gas natural	Gas L.P.	Leña	Total
2007	24.2	164.8	77.7	266.8
2008	25.3	156.9	77.1	259.4
2009	24.5	157.1	77.0	258.6
2010	26.6	161.0	76.5	264.0
2011	25.2	158.4	75.4	259.1
2012	27.0	168.0	74.0	269.0
2013	28.5	171.0	73.0	272.4
2014	29.9	165.6	71.7	267.2
2015	33.3	164.2	70.3	267.8
2016	36.4	166.7	68.9	272.0
2017	35.0	165.0	69.1	269.1
tmca 2007-2017	3.8	0.0	-1.2	0.1

Fuente: SENER con Información del IMP.

**CUADRO A. 8 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL DEL SECTOR INDUSTRIAL, 2007-2017
(MMPCD)**

Rama	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	tmca 2007-2017
Cemento	10.7	8.7	11.7	9.6	8.5	17.4	11.4	13.4	13.2	15.8	10.0	-0.7
Cerveza y malta	16.6	17.7	15.8	16.2	18.6	22.0	39.1	34.9	38.3	36.1	38.1	8.7
Textil	35.0	34.4	34.4	35.3	37.8	37.6	38.0	39.3	41.8	43.5	44.5	2.4
Productos de minerales no metálicos	69.4	66.2	58.2	74.2	80.9	82.6	83.1	80.1	86.6	90.2	92.2	2.9
Minería	22.4	20.3	17.5	21.4	21.6	23.1	23.8	17.2	14.2	23.8	93.6	15.4
Vidrio	111.1	116.6	104.0	105.0	112.6	120.4	124.5	136.0	132.5	132.6	114.9	0.3
Alimentos	95.9	96.0	102.9	111.5	122.8	132.6	125.7	132.0	130.0	134.0	147.8	4.4
Productos metálicos, equipo eléctrico y de transporte	111.2	106.3	95.0	110.6	124.6	130.1	123.3	135.2	137.7	145.2	149.5	3.0
Celulosa y papel	65.2	69.9	62.9	63.8	63.6	76.8	83.8	81.4	90.1	96.6	155.7	9.1
Química	131.7	132.3	135.2	155.8	165.6	167.3	170.0	204.4	200.4	240.9	182.3	3.3
Resto*	65.3	59.0	51.9	63.4	71.3	72.0	91.1	99.4	144.0	178.0	241.8	14.0
Metales básicos	305.6	299.3	223.4	287.5	301.4	299.2	326.1	340.4	347.4	347.6	334.2	0.9
Total	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	1,604.5	4.4

Fuente: SENER con Información del IMP

CUADRO A. 9 DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2017-2032 (MMPCD)

Año	Eléctrico	Petrolero	Industrial*	Residencial	Servicios	Autotransporte	Total
2017	3,864.3	2,012.1	1,604.5	90.3	35.0	5.6	7,611.9
2018	3,948.3	1,915.0	1,679.3	97.7	36.8	6.1	7,683.2
2019	4,046.3	2,058.5	1,842.1	103.4	38.6	6.2	8,095.2
2020	4,112.5	2,122.3	1,935.6	107.9	40.5	6.5	8,325.3
2021	4,347.6	2,197.8	1,972.3	111.6	42.2	6.6	8,678.1
2022	4,275.0	2,240.2	2,009.9	115.0	44.0	6.7	8,690.8
2023	4,357.0	2,234.6	2,046.1	117.8	46.0	6.8	8,808.1
2024	4,313.7	2,286.3	2,080.5	120.3	47.8	6.8	8,855.5
2025	4,469.7	2,320.9	2,118.7	122.7	49.9	6.9	9,088.7
2026	4,700.3	2,309.8	2,158.6	124.8	51.9	7.0	9,352.4
2027	4,761.8	2,296.1	2,199.6	126.8	54.1	7.0	9,445.5
2028	4,933.9	2,242.0	2,240.6	128.7	56.3	7.1	9,608.6
2029	4,931.0	2,203.4	2,282.3	130.4	58.4	7.1	9,612.8
2030	5,066.3	2,167.5	2,324.9	132.0	60.6	7.2	9,758.5
2031	5,095.3	2,084.0	2,368.9	133.4	62.8	7.3	9,751.7
2032	5,292.3	2,007.6	2,413.9	134.2	65.1	7.4	9,920.5
TMCA 2017-2032	2.1	0.0	2.8	2.7	4.2	1.8	1.8

*Incluye Proyecto Etileno XXI

Fuente: SENER con Información del IMP

CUADRO A. 10 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2017-2032 (MMPCDGNE)

Año	Gas natural	Carbón	Combustóleo	Diésel	Coque de petróleo	Total
2017	3,864.3	845.6	842.1	69.1	98.7	5,719.8
2018	3,948.3	1,047.2	904.5	36.8	117.9	6,054.7
2019	4,046.3	1,073.0	771.3	30.5	117.9	6,038.9
2020	4,112.5	1,074.8	684.4	42.3	117.5	6,031.6
2021	4,347.6	1,075.4	506.6	38.5	117.9	6,085.9
2022	4,275.0	1,075.4	488.0	36.8	117.9	5,993.1
2023	4,357.0	1,075.4	397.6	35.0	117.9	5,982.8
2024	4,313.7	1,179.8	385.2	11.1	117.5	6,007.4
2025	4,469.7	1,180.4	271.4	11.3	117.9	6,050.5
2026	4,700.3	1,180.4	271.4	11.5	117.9	6,281.4
2027	4,761.8	1,180.4	284.1	11.8	117.9	6,355.9
2028	4,933.9	1,179.8	284.1	12.5	117.5	6,527.9
2029	4,931.0	1,180.4	284.1	14.8	117.9	6,528.1
2030	5,066.3	984.5	284.1	14.6	117.9	6,467.4
2031	5,095.3	983.9	283.9	15.2	117.8	6,496.1
2032	5,292.3	986.7	284.7	15.6	117.8	6,697.2
tmca 2017-2032	2.1	1.0	-7.0	-9.4	1.2	1.1

Fuente: SENER con Información del IMP



CUADRO A. 11 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2017-2032 (MMPCDGNE)

Año	Gas natural	Coque de petróleo	Carbón	Diésel	Gas L.P.	Combustóleo	Total
2017	1,604.5	364.5	373.6	166.6	120.9	90.1	2,720.2
2018	1,679.3	400.9	375.2	161.9	113.4	44.2	2,774.9
2019	1,842.1	408.2	376.0	162.2	111.9	22.1	2,922.6
2020	1,935.6	418.6	376.6	163.0	112.8	0.0	3,006.6
2021	1,972.3	424.1	379.4	164.0	114.0	0.0	3,053.7
2022	2,009.9	428.6	381.4	165.0	115.3	0.0	3,100.1
2023	2,046.1	432.2	383.4	166.0	116.8	0.0	3,144.5
2024	2,080.5	433.8	384.6	167.1	118.5	0.0	3,184.4
2025	2,118.7	438.6	388.0	168.3	120.5	0.0	3,234.0
2026	2,158.6	442.4	390.7	169.6	122.6	0.0	3,283.9
2027	2,199.6	446.2	393.7	170.9	125.1	0.0	3,335.4
2028	2,240.6	448.3	395.8	172.3	127.9	0.0	3,384.9
2029	2,282.3	453.0	400.1	173.7	131.1	0.0	3,440.1
2030	2,324.9	456.4	403.3	175.1	134.6	0.0	3,494.3
2031	2,368.9	459.9	406.3	176.5	138.4	0.0	3,550.0
2032	2,413.9	463.8	409.7	178.6	142.5	0.0	3,608.4
tmca 2017-2032	2.8	1.6	0.6	0.5	1.1	na	1.9

Fuente: SENER con Información del IMP

CUADRO A. 12 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2017-2032 (MMPCDGNE)

Año	Gas natural	Combustóleo	Diésel	Gas L.P.	Gasolina	Total
2017	2,012.1	86.4	43.4	8.3	6.8	2,156.9
2018	1,915.0	110.3	62.3	1.8	0.0	2,089.5
2019	2,058.5	122.5	84.8	7.4	0.0	2,273.2
2020	2,122.3	122.5	84.8	91.9	0.0	2,421.4
2021	2,197.8	114.5	84.8	150.1	0.0	2,547.1
2022	2,240.2	107.8	84.8	150.6	0.0	2,583.3
2023	2,234.6	104.1	84.8	149.2	0.0	2,572.6
2024	2,286.3	109.6	84.8	145.5	0.0	2,626.1
2025	2,320.9	83.4	84.8	141.9	0.0	2,631.1
2026	2,309.8	83.4	84.8	141.8	0.0	2,619.8
2027	2,296.1	70.7	84.8	141.7	0.0	2,593.3
2028	2,242.0	70.7	84.8	141.2	0.0	2,538.7
2029	2,203.4	70.7	84.8	141.5	0.0	2,500.4
2030	2,167.5	70.7	84.8	141.4	0.0	2,464.3
2031	2,084.0	70.7	84.7	141.4	0.0	2,380.7
2032	2,007.6	70.9	84.9	141.4	0.0	2,304.7
tmca 2007-2017	0.0	4.5	-4.2	7.1	.a.	-1.0

Fuente: SENER con Información del IMP

**CUADRO A. 13 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2017-2032
(MMPCDGNE)**

Año	Gas LP	Leña	Gas natural	Total
2017	631.1	436.6	90.3	1,157.9
2018	612.5	431.4	97.7	1,141.6
2019	599.5	425.7	103.4	1,128.6
2020	590.9	419.1	107.9	1,117.9
2021	584.4	413.9	111.6	1,110.0
2022	579.6	408.7	115.0	1,103.3
2023	575.6	403.0	117.8	1,096.4
2024	572.1	396.7	120.3	1,089.0
2025	570.4	392.1	122.7	1,085.1
2026	569.1	386.8	124.8	1,080.8
2027	567.9	381.5	126.8	1,076.2
2028	566.8	375.7	128.7	1,071.2
2029	565.8	369.6	130.4	1,065.8
2030	564.9	364.9	132.0	1,061.9
2031	562.9	360.1	133.4	1,056.3
2032	562.5	355.4	134.2	1,052.2
tmca 2017- 2032	-0.8	-1.4	2.7	-0.6

Fuente: SENER con Información del IMP

**CUADRO A. 14 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2017-2032
(MMPCDGNE)**

Año	Gas LP	Leña	Gas natural	Total
2017	165.0	69.8	35.0	269.9
2018	164.6	69.0	36.8	270.4
2019	165.0	68.1	38.6	271.7
2020	166.1	67.1	40.5	273.7
2021	167.7	66.2	42.2	276.2
2022	169.6	65.4	44.0	279.0
2023	171.6	64.5	46.0	282.0
2024	173.8	63.5	47.8	285.1
2025	176.0	62.7	49.9	288.6
2026	178.4	61.9	51.9	292.2
2027	180.7	61.0	54.1	295.9
2028	183.3	60.1	56.3	299.7
2029	186.0	59.1	58.4	303.6
2030	188.9	58.4	60.6	307.9
2031	191.9	57.6	62.8	312.4
2032	195.1	56.9	65.1	317.1
tmca 2017- 2032	1.1	-1.4	4.2	1.1

Fuente: SENER con Información del IMP



**CUADRO A. 15 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2007-2017
(MMPCD)**

Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TMCA 2007- 2017
Origen	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	7,873.2	2.6
Producción nacional	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	3,058.1	-4.7
Importación	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	4,815.1	15.9
Destino	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	7,615.8	2.3
Demanda nacional	5,925.9	6,109.9	6,104.0	6,340.9	6,512.2	6,678.4	6,952.4	7,209.3	7,504.1	7,618.7	7,611.9	2.5
Sector petrolero	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	2,012.1	-0.5
Sector industrial	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	1,604.5	4.4
Sector eléctrico	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	3,864.3	3.9
Sector residencial	88.5	87.4	82.9	85.7	81.7	84.1	86.7	87.8	94.6	94.8	90.3	0.2
Sector servicios	24.2	25.3	24.5	26.6	25.2	27.0	28.5	29.9	33.3	36.4	35.0	3.8
Sector Autotransporte	1.9	1.7	1.5	1.4	1.5	1.8	2.4	2.3	2.4	2.8	5.6	11.7
Exportación	138.7	107.4	66.5	83.3	24.2	7.8	12.4	12.5	12.5	2.6	3.8	-30.2
Variación de inventarios y diferencias	6.0	38.8	58.2	38.7	25.7	46.7	44.3	32.1	98.2	114.9	257.4	

Fuente: SENER con Información del IMP

**CUADRO A. 16 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NOROESTE, 2007-2017
(MMPCD)**

Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TMCA 2007- 2017
Origen	373.6	441.7	396.6	446.4	414.2	453.0	440.0	512.3	637.3	641.7	719.0	6.8
Producción regional	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Importación	373.6	441.7	396.6	446.4	414.2	453.0	440.0	512.3	637.3	641.7	719.0	6.8
De otras regiones												n.a.
Destino	376.3	428.9	408.3	444.0	422.2	452.1	447.0	505.0	616.0	608.5	642.1	5.5
Demanda regional	376.3	428.9	408.3	380.0	399.3	445.3	437.7	496.7	606.2	608.1	640.0	5.5
Sector petrolero	0.7	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9	0.9	1.0	1.0	0.9	1.5
Sector industrial	28.2	28.4	26.8	31.5	37.1	39.6	41.8	37.1	35.3	34.2	108.9	14.5
Sector eléctrico	345.7	398.3	379.7	346.5	360.1	403.2	393.5	457.0	568.0	571.3	528.5	4.3
Sector residencial	1.5	1.0	0.8	0.9	1.0	1.2	1.2	1.2	1.7	1.3	1.4	-0.5
Sector servicios	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.3	0.3	4.3
Sector Autotransporte												n.a.
Exportación				64.0	22.9	6.9	9.3	8.4	9.7	0.5	2.1	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	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	-2.7	12.8	-11.7	2.4	-7.9	0.9	-7.0	7.3	21.3	33.2	76.9	

Fuente: SENER con Información del IMP

**CUADRO A. 17 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NORESTE, 2007-2017
(MMPCD)**

Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TMCA 2007- 2017
Origen	2,091.7	2,221.1	2,309.7	2,427.0	2,614.8	2,782.8	2,911.6	3,052.5	3,491.7	3,828.4	4,328.9	7.5
Producción regional	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	595.8	-7.9
Importación	730.0	894.4	861.1	1,012.5	1,335.2	1,581.6	1,706.3	1,908.4	2,534.2	3,081.3	3,733.0	17.7
De otras regiones	0.2											n.a.
Destino	2,098.0	2,210.6	2,300.4	2,424.3	2,616.0	2,784.1	2,913.5	3,051.3	3,439.3	3,830.2	4,327.4	7.6
Demanda regional	1,785.8	1,807.9	1,834.0	1,965.6	2,219.3	2,217.0	2,263.2	2,350.1	2,464.2	2,499.5	2,499.4	3.4
Sector petrolero	150.8	141.9	130.3	148.9	181.2	191.4	185.2	217.4	234.0	213.8	190.2	2.3
Sector industrial	383.6	371.5	340.1	391.4	416.7	439.5	466.9	482.5	512.8	528.9	527.8	3.2
Sector eléctrico	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	1,705.9	3.8
Sector residencial	59.7	57.8	53.6	54.4	50.8	53.8	56.0	54.9	62.0	60.0	54.1	-1.0
Sector servicios	16.9	17.3	15.6	17.1	16.1	17.4	17.6	17.5	19.8	20.3	18.5	0.9
Sector Autotransporte	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	2.9	40.2
Exportación	138.7	107.4	66.5	19.3	1.3	0.9	3.1	4.1	2.8	2.2	1.7	-35.4
A otras regiones	173.5	295.4	399.9	439.5	395.4	566.1	647.2	697.0	972.4	1,328.5	1,826.3	26.5
Variación de inventarios y diferencias	6.4	10.5	9.3	2.7	- 1.2	- 1.3	- 1.9	1.2	52.4	- 1.8	1.5	

Fuente: SENER con Información del IMP

**CUADRO A. 18 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2007-2017
(MMPCD)**

Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TMCA 2007- 2017
Origen	637.3	705.0	666.2	703.4	730.1	803.5	897.4	1,057.2	1,123.2	1,255.0	1,226.5	6.7
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Importación						95.2	370.3	440.3	376.5	445.0	363.1	n.a.
De otras regiones	637.3	705.0	666.2	703.4	730.1	708.3	527.1	616.9	746.7	809.9	863.1	3.0
Destino	637.3	705.0	666.2	703.4	728.9	789.4	880.3	1,053.6	1,134.6	1,203.1	1,228.8	6.8
Demanda regional	637.3	705.0	666.2	703.4	728.9	789.4	880.3	1,053.6	1,134.6	1,203.1	1,228.8	6.8
Sector petrolero	61.6	65.0	59.0	65.3	57.2	63.0	63.5	62.9	57.3	56.8	32.0	-6.3
Sector industrial	296.4	298.4	231.1	287.7	310.2	318.8	334.8	370.2	391.4	419.3	434.5	3.9
Sector eléctrico	272.3	334.3	368.3	340.1	353.7	399.6	473.2	609.9	674.1	712.8	749.7	10.7
Sector residencial	5.0	5.2	5.1	6.9	5.7	5.7	5.9	6.5	6.1	6.6	6.6	2.7
Sector servicios	2.1	2.1	2.7	3.4	2.0	2.2	2.8	3.8	5.4	7.3	5.7	10.5
Sector Autotransporte							0.1	0.3	0.3	0.4	0.3	n.a.
Exportación												
A otras regiones												
Variación de inventarios y diferencias	0.0	- 0.0	- 0.0	0.0	1.2	14.1	17.1	3.6	- 11.4	51.8	- 2.3	

Fuente: SENER con Información del IMP



**CUADRO A. 19 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO, 2007-2017
(MMPCD)**

Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TMCA 2007- 2017
Origen	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	767.1	919.4	885.1	806.3	2.7
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
De otras regiones	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	767.1	919.4	885.1	806.3	2.7
Destino	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	767.1	919.4	885.1	807.2	2.4
Demanda regional	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	767.1	919.4	885.1	807.2	2.4
Sector petrolero	63.0	92.6	94.0	87.8	103.8	103.1	104.3	108.8	114.8	84.7	76.3	1.9
Sector industrial	251.5	244.7	234.6	257.2	274.7	286.7	292.4	300.3	322.1	330.5	309.5	2.1
Sector eléctrico	295.7	288.1	313.6	336.5	341.4	332.2	388.2	323.1	448.2	432.3	380.4	2.6
Sector residencial	22.3	23.3	23.4	23.5	24.2	23.4	23.6	25.2	24.9	26.9	28.2	2.4
Sector servicios	4.8	5.6	5.9	5.8	6.8	7.0	7.4	7.6	7.5	8.3	10.3	7.9
Sector Autotransporte	1.8	1.5	1.4	1.3	1.4	1.8	2.2	1.9	2.0	2.4	2.4	3.1
Exportación												
A otras regiones												
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	- 0.9	

Fuente: SENER con Información del IMP

**CUADRO A. 20 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN SUR-SURESTE, 2007-2017
(MMPCD)**

Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TMCA 2007- 2017
Origen	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	2,635.4	-3.1
Producción regional	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	2,462.3	-3.7
Importación												
De otras regiones											172.8	n.a.
Destino	3,590.4	3,577.8	3,461.8	3,555.8	3,499.5	3,368.9	3,251.1	3,228.8	3,073.4	2,789.3	2,452.7	-3.7
Demanda regional	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	2,436.6	-0.2
Sector petrolero	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	1,712.7	-0.8
Sector industrial	80.4	83.5	80.3	86.5	90.5	96.5	104.0	123.3	114.7	171.3	223.7	10.8
Sector eléctrico	557.4	554.1	577.0	559.4	478.7	461.4	530.2	532.6	471.8	485.7	499.8	-1.1
Sector residencial												
Sector servicios	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.5	0.3	0.2	0.3	6.4
Sector Autotransporte												
Exportación												
A otras regiones	1,103.1	1,065.5	939.2	976.0	1,087.0	896.3	698.0	686.9	693.7	366.5	16.1	-34.5
Variación de inventarios y diferencias	15.1	15.5	60.6	33.6	33.7	32.9	36.1	20.0	35.9	31.7	182.3	

Fuente: SENER con Información del IMP

**CUADRO A. 21 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2017-2032
(MMPCD)**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	tmca 2017- 2032
Origen	7,873.2	7,685.0	8,095.8	8,326.3	8,679.5	8,692.5	8,809.7	8,856.7	9,089.1	9,352.5	9,445.6	9,608.6	9,612.8	9,758.5	9,751.7	9,920.5	1.6
Producción nacional	3,058.1	2,922.6	2,953.2	2,985.0	3,105.3	3,269.7	3,546.4	3,885.6	4,466.0	4,820.5	5,308.3	5,413.0	5,546.1	5,817.6	5,774.5	5,955.5	4.5
Importación	4,815.1	4,762.3	5,142.6	5,341.4	5,574.3	5,422.8	5,263.3	4,971.1	4,623.1	4,532.0	4,137.3	4,195.7	4,066.7	3,941.0	3,977.2	3,965.0	-1.3
Destino	7,615.8	7,685.0	8,095.8	8,326.3	8,679.5	8,692.5	8,809.7	8,856.7	9,089.1	9,352.5	9,445.6	9,608.6	9,612.8	9,758.5	9,751.7	9,920.5	1.8
Demanda nacional	7,611.9	7,683.2	8,095.2	8,325.3	8,678.1	8,690.8	8,808.1	8,855.5	9,088.7	9,352.4	9,445.5	9,608.6	9,612.8	9,758.5	9,751.7	9,920.5	1.8
Sector petrolero	2,012.1	1,915.0	2,058.5	2,122.3	2,197.8	2,240.2	2,234.6	2,286.3	2,320.9	2,309.8	2,296.1	2,242.0	2,203.4	2,167.5	2,084.0	2,007.6	0.0
Sector industrial	1,604.5	1,679.3	1,842.1	1,935.6	1,972.3	2,009.9	2,046.1	2,080.5	2,118.7	2,158.6	2,199.6	2,240.6	2,282.3	2,324.9	2,368.9	2,413.9	2.8
Sector eléctrico	3,864.3	3,948.3	4,046.3	4,112.5	4,347.6	4,275.0	4,357.0	4,313.7	4,469.7	4,700.3	4,761.8	4,933.9	4,931.0	5,066.3	5,095.3	5,292.3	2.1
Sector residencial	90.3	97.7	103.4	107.9	111.6	115.0	117.8	120.3	122.7	124.8	126.8	128.7	130.4	132.0	133.4	134.2	2.7
Sector servicios	35.0	36.8	38.6	40.5	42.2	44.0	46.0	47.8	49.9	51.9	54.1	56.3	58.4	60.6	62.8	65.1	4.2
Sector Autotransporte	5.6	6.1	6.2	6.5	6.6	6.7	6.8	6.8	6.9	7.0	7.0	7.1	7.1	7.2	7.3	7.4	1.8
Exportación	3.8	1.7	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	0.0	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	257.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

Fuente: SENER con Información del IMP

**CUADRO A. 22 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NORESTE, 2017-2032
(MMPCD)**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	tmca 2017- 2032
Origen	4,328.9	3,886.1	4,136.5	4,209.6	4,483.2	4,322.8	4,014.0	3,737.9	3,476.3	3,475.9	3,188.3	3,294.5	2,971.3	2,783.6	2,745.2	2,785.6	-2.9
Producción regional	595.8	395.2	458.3	505.9	530.0	533.8	583.3	641.4	784.3	917.5	955.8	1,028.9	913.9	858.8	794.8	819.7	2.1
Importación	3,733.0	3,490.9	3,678.2	3,703.7	3,953.2	3,789.1	3,430.7	3,096.5	2,692.1	2,558.4	2,232.5	2,265.6	2,057.5	1,911.5	1,911.4	1,864.1	-4.5
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	13.3	39.0	101.7	n.a.
Destino	4,327.4	3,886.1	4,136.5	4,209.6	4,483.2	4,322.8	4,014.0	3,737.9	3,476.3	3,475.9	3,188.3	3,294.5	2,971.3	2,783.6	2,745.2	2,785.6	-2.9
Demanda regional	2,499.4	2,567.1	2,846.1	2,784.6	2,786.5	2,768.0	2,673.1	2,604.6	2,688.6	2,669.7	2,737.3	2,722.1	2,752.5	2,783.6	2,745.2	2,785.6	0.7
Sector petrolero	190.2	167.2	174.8	175.8	180.6	187.3	195.6	203.8	211.4	211.6	211.5	209.3	207.8	206.8	203.0	200.0	0.3
Sector industrial	527.8	566.8	604.5	614.0	623.9	634.0	643.6	652.5	662.4	672.7	683.2	693.5	704.0	714.6	725.7	737.0	2.3
Sector eléctrico	1,705.9	1,749.7	1,981.0	1,907.2	1,892.6	1,855.4	1,740.7	1,653.5	1,718.2	1,687.1	1,742.7	1,717.7	1,737.4	1,757.4	1,710.2	1,741.1	0.1
Sector residencial	54.1	58.4	60.3	61.5	62.6	63.8	64.8	65.8	66.7	67.6	68.4	69.2	69.9	70.6	71.2	71.3	1.9
Sector servicios	18.5	22.0	22.5	23.1	23.7	24.4	25.1	25.8	26.6	27.3	28.2	29.0	29.8	30.7	31.6	32.6	3.9
Sector Autotransporte	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2	3.3	3.3	3.4	3.4	3.4	3.5	3.5	3.6	3.6	1.4
Exportación	1.7	1.7	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	0.0	n.a.
A otras regiones	1,826.3	1,317.2	1,289.8	1,424.0	1,695.2	1,553.1	1,339.3	1,132.1	787.3	806.1	450.9	572.4	218.9	0.0	0.0	0.0	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	1.5	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	

Fuente: SENER con Información del IMP

CUADRO A. 23 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NOROESTE, 2017-2032 (MMPCD)

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	tmca 2017- 2032
Origen	719.0	786.0	977.3	1,148.3	1,129.6	1,140.9	1,376.5	1,410.7	1,435.4	1,513.8	1,560.7	1,580.4	1,653.9	1,668.4	1,698.7	1,727.6	6.0
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	0.0
Importación	719.0	784.7	975.9	1,146.9	1,128.2	1,139.5	1,375.1	1,409.3	1,434.0	1,512.4	1,559.3	1,578.9	1,652.5	1,667.0	1,697.3	1,726.2	6.0
De otras regiones	0.0	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	1.4	n.a.
Destino	642.1	786.0	977.3	1,148.3	1,129.6	1,140.9	1,376.5	1,410.7	1,435.4	1,513.8	1,560.7	1,580.4	1,653.9	1,668.4	1,698.7	1,727.6	6.8
Demanda regional	640.0	786.0	977.3	1,148.3	1,129.6	1,140.9	1,376.5	1,410.7	1,435.4	1,513.8	1,560.7	1,580.4	1,653.9	1,668.4	1,698.7	1,727.6	6.8
Sector petrolero	0.9	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	1.4	3.4
Sector industrial	108.9	110.3	171.3	233.6	239.7	245.9	251.9	257.8	264.2	271.2	278.6	286.3	294.0	302.0	309.9	317.9	7.4
Sector eléctrico	528.5	672.5	802.5	910.4	885.6	890.5	1,120.0	1,148.2	1,166.3	1,237.5	1,276.9	1,288.8	1,354.5	1,360.9	1,383.2	1,404.0	6.7
Sector residencial	1.4	1.4	1.7	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	3.0	3.0	3.0	5.3
Sector servicios	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	9.7
Sector Autotransport	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	0.0
Exportación	2.1	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	76.9	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

Fuente: SENER con Información del IMP

CUADRO A. 24 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2017-2032 (MMPCD)

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	tmca 2017- 2032
Origen	1,226.5	1,045.7	1,017.3	1,026.0	1,280.1	1,320.7	1,277.0	1,287.9	1,375.7	1,418.1	1,386.4	1,504.5	1,451.3	1,554.5	1,764.3	1,832.5	2.7
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	0.0
Importación	363.1	359.5	359.0	358.9	358.4	357.2	317.9	323.5	352.7	314.2	196.0	199.0	202.0	205.1	208.4	211.7	-3.5
De otras regiones	863.3	686.2	658.3	667.1	921.7	963.5	959.1	964.5	1,023.0	1,103.8	1,190.5	1,305.5	1,249.3	1,349.4	1,555.9	1,620.8	4.3
Destino	1,228.8	1,045.7	1,017.3	1,026.0	1,280.1	1,320.7	1,277.0	1,287.9	1,375.7	1,418.1	1,386.4	1,504.5	1,451.3	1,554.5	1,764.3	1,832.5	2.7
Demanda regional	1,228.8	1,045.7	1,017.3	1,026.0	1,280.1	1,320.7	1,277.0	1,287.9	1,375.7	1,418.1	1,386.4	1,504.5	1,451.3	1,554.5	1,764.3	1,832.5	2.7
Sector petrolero	32.0	25.6	28.4	28.4	28.4	28.4	36.4	38.3	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9	2.1
Sector industrial	434.5	461.6	494.5	503.3	512.4	521.8	530.8	539.4	548.8	558.5	568.4	578.2	588.3	598.4	609.0	619.8	2.4
Sector eléctrico	749.7	546.7	481.7	480.6	724.5	754.5	693.0	692.7	764.8	797.0	755.1	862.8	799.2	891.9	1,090.8	1,147.9	2.9
Sector residencial	6.6	7.1	7.5	7.9	8.4	9.1	9.4	9.7	9.9	10.1	10.3	10.4	10.5	10.6	10.7	10.8	3.4
Sector servicios	5.7	3.9	4.4	4.8	5.3	5.9	6.3	6.7	7.0	7.4	7.7	8.0	8.3	8.5	8.7	9.0	3.1
Sector Autotransporte	0.3	0.8	0.8	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	8.4
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	0.0
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	0.0
Variación de inventarios y diferencias	-2.3	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.

Fuente: SENER con Información del IMP

**CUADRO A. 25 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO, 2017-2032
(MMPCD)**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	tmca 2017- 2032
Origen	806.3	624.2	565.9	586.0	617.1	615.7	606.7	617.9	628.6	674.2	683.3	688.9	661.3	678.3	675.8	693.9	-1.0
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	0.0
Importación	0.0	77.9	79.4	81.0	82.6	84.3	85.9	87.4	89.0	90.7	92.4	94.1	95.8	97.6	99.4	101.2	n.a.
De otras regiones	806.3	546.2	486.5	505.1	534.5	531.4	520.8	530.5	539.6	583.4	590.8	594.7	565.5	580.7	576.4	592.7	-2.0
Destino	807.2	624.2	565.9	586.0	617.1	615.7	606.7	617.9	628.6	674.2	683.3	688.9	661.3	678.3	675.8	693.9	-1.0
Demanda regional	807.2	624.2	565.9	586.0	617.1	615.7	606.7	617.9	628.6	674.2	683.3	688.9	661.3	678.3	675.8	693.9	-1.0
Sector petrolero	76.3	59.8	70.6	70.6	78.6	78.6	91.7	94.8	94.8	94.8	94.8	94.8	94.8	94.8	94.8	94.8	1.5
Sector industrial	309.5	325.0	348.5	355.2	362.1	369.2	376.0	382.3	389.2	396.5	403.8	411.1	418.4	426.0	433.8	441.9	2.4
Sector eléctrico	380.4	196.4	101.2	112.1	125.7	115.2	84.3	84.3	86.0	122.5	122.3	118.8	82.1	89.8	77.8	86.2	-9.4
Sector residencial	28.2	30.6	32.4	34.2	36.2	37.6	38.9	40.1	41.2	42.2	43.2	44.1	44.9	45.6	46.2	46.8	3.4
Sector servicios	10.3	10.0	10.7	11.5	12.0	12.6	13.3	14.0	14.9	15.7	16.7	17.6	18.6	19.6	20.6	21.6	5.1
Sector Autotransport	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	0.7
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	0.0
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	0.0
Variación de inventarios y diferencias	-0.9	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

Fuente: SENER con Información del IMP

**CUADRO A. 26 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN SUR-SURESTE, 2017-2032
(MMPCD)**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	tmca 2017- 2032
Origen	2,635.0	2,660.2	2,688.5	2,780.4	2,864.8	2,845.5	3,016.8	3,298.6	3,737.0	3,959.3	4,409.6	4,442.1	4,691.1	5,018.6	5,040.4	5,197.5	4.6
Producción regional	2,462.3	2,527.5	2,494.9	2,479.1	2,575.3	2,735.9	2,963.1	3,244.2	3,681.7	3,903.0	4,352.4	4,384.1	4,632.2	4,958.7	4,979.7	5,135.8	5.0
Importación	0.0	49.3	50.1	50.9	51.9	52.8	53.7	54.5	55.3	56.2	57.2	58.0	58.9	59.8	60.8	61.7	n.a.
De otras regiones	172.8	83.5	143.5	250.4	237.6	56.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Destino	2,452.7	2,660.2	2,688.5	2,780.4	2,864.8	2,845.5	3,016.8	3,298.6	3,737.0	3,959.3	4,409.6	4,442.1	4,691.1	5,018.6	5,040.4	5,197.5	5.1
Demanda regional	2,436.6	2,660.2	2,688.5	2,780.4	2,864.8	2,845.5	2,874.8	2,934.3	2,960.4	3,076.7	3,077.8	3,112.8	3,093.8	3,073.7	2,867.6	2,880.9	1.1
Sector petrolero	1,712.7	1,661.0	1,783.2	1,846.1	1,908.7	1,944.4	1,909.4	1,948.1	1,969.4	1,958.0	1,944.6	1,892.6	1,855.5	1,820.6	1,740.9	1,667.5	-0.2
Sector industrial	223.7	215.6	223.3	229.5	234.1	239.0	243.8	248.6	254.0	259.6	265.6	271.5	277.6	283.9	290.5	297.2	1.9
Sector eléctrico	499.8	783.0	679.9	702.2	719.3	659.4	719.0	734.9	734.3	856.2	864.8	945.8	957.8	966.3	833.3	913.2	4.1
Sector residencial	0.0	0.1	1.6	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	n.a.
Sector servicios	0.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	5.3
Sector Autotransport	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	0.0
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	0.0
A otras regiones	16.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	142.0	364.3	776.6	882.6	1,331.8	1,329.3	1,597.3	1,944.9	2,172.8	2,316.7	39.3
Variación de inventarios y diferencias	182.3	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.

Fuente: SENER con Información del IMP



GLOSARIO

Calidad del gas natural	Composición y conjunto de características físico-químicas que posee el gas natural de acuerdo con las propiedades siguientes: poder calorífico, índice Wobbe, densidad, factor de compresibilidad, densidad relativa y puntos de rocío.
Ciclo combinado	Tecnología que utiliza gas natural como combustible para generar energía eléctrica. Consta de dos partes; en la primera, los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad. En la segunda, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape, mediante un intercambiador, para producir vapor y alimentar una turbina de vapor para generar aún más electricidad.
Centro Procesador de Gas	Instalación de PEMEX Gas y Petroquímica Básica en la que se lleva a cabo el endulzamiento del gas amargo y el procesamiento del gas dulce resultante, para la extracción, mediante procesos criogénicos y de fraccionamiento, de los hidrocarburos líquidos contenidos en el gas natural, obteniendo entre otros productos, aquellos que forman el gas L.P.
Cogeneración	Tecnología para producir en forma secuencial dos tipos de energía útiles a los procesos industriales. Normalmente energía eléctrica y energía térmica.
Combustible	Substancia usada para producir energía calorífica a través de una reacción química o nuclear. La energía se produce por la conversión de la masa combustible a calor.
Combustibles fósiles líquidos o gaseosos	Son los derivados del petróleo crudo y gas natural tales como petróleo diáfano, gasolinas, diésel, combustóleo, gasóleo, gas L.P., butano, propano, metano, isobutano, propileno, butileno o cualquiera de sus combinaciones.
Criogénica	Planta que, mediante un proceso de bajas temperaturas, separa y elimina cualquier componente del gas que pudiera afectar los sistemas de transporte y distribución, como son el dióxido de carbono, el vapor de agua y los hidrocarburos pesados.

Distribución	Actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas natural por medio de ductos dentro de una zona geográfica.
Ductos	Las tuberías e instalaciones para la conducción de gas natural o gas licuado.
Endulzadora	Planta en la que se separan los gases ácidos del gas natural amargo o de condensados. Es decir se eliminan los compuestos de azufre y dióxido de carbono.
Endulzamiento	Es el proceso donde se remueven los contaminantes como el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono del gas húmedo amargo recibido de los pozos productores. El proceso consiste en lavar el gas amargo con una solución acuosa de Dietanolamina (DEA) o Monoetanolamina (MEA). La más utilizada es la DEA dado su bajo rango de corrosión, dichas sustancias absorben las citadas impurezas y en la siguiente fase del proceso la DEA o MEA se regenera con un tratamiento de vapor y se recicla, liberando el CO ₂ y el azufre absorbido en forma de ácido sulfhídrico.
Estación de compresión	Estación localizada cada 60 km. u 80 km. a lo largo de un gasoducto y su operación consiste en recomprimir el gas para mantener su presión y flujos especificados.
Fraccionamiento de líquidos.	Proceso mediante el cual se separan por destilación los condensados y los líquidos del gas, para obtener principalmente gas L.P. y gasolina
Gas ácido	Compuesto que se encuentra ocasionalmente presente en el gas natural, como el ácido sulfhídrico y el bióxido de carbono, otorgándole peculiaridades ácidas por sus características físicas y propiedades químicas.
Gas amargo	Gas natural que contiene derivados del azufre, tales como ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros. Proviene directamente de los yacimientos de crudo o de los diversos procesos de refinación.
Gas asociado	Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).
Gas dulce	Gas natural libre de ácido sulfhídrico, mercaptanos y otros derivados de azufre. Existen yacimientos de gas dulce, pero generalmente se obtiene endulzando el gas natural amargo utilizando solventes químicos, solventes físicos o adsorbentes.



Gas húmedo	Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite sus proceso comercial.
Gas natural	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.
Gas natural comprimido	Gas natural seco almacenado a una presión de 200-250 atmósferas en estado gaseoso en un recipiente.
Gas natural licuado	Gas natural compuesto predominantemente de metano (CH ₄), que para facilitar su transporte, se licua mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica.
Gas no asociado	Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.
Gas seco	Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. También se obtiene de las plantas de proceso.
Gasificación	Producción de combustible gaseoso a partir de combustible sólido o líquido.
Gasoducto	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.
Henry Hub	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).
Licuefacción del gas	Proceso de enfriamiento del gas natural a una temperatura de -162°C, con lo cual se reduce su volumen por un factor de 600, convirtiéndose en líquido. El gas natural licuado resultante es entonces

transportable en buques diseñados para tal propósito, o puede ser almacenado en tanques.

Metano	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° C, en mezcla de 5 a 15 por ciento en volumen con aire forma una mezcla explosiva. Es el primer miembro de la serie de los hidrocarburos saturados (también conocidos como parafinas o alcanos); su fórmula condensada es CH_4 . Se le conoce, incluso, como gas de los pantanos por generarse allí como producto de la descomposición anaeróbica de materia orgánica. Es el principal componente del gas natural, con más del 90% en volumen. También se obtiene en la destilación de la hulla.
Normas Oficiales Mexicanas	Normas de carácter obligatorio que expiden las dependencias competentes sujetándose a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
Permisionario	Titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución
Precio de referencia	Precio que se toma en los mercados relevantes para el comercio de hidrocarburos que produce o adquiere PEMEX. Dicho precio de referencia es el más representativo para simular las condiciones de competencia en un mercado abierto.
Precio de venta de primera mano	El precio máximo de gas L.P. que PEMEX Gas y Petroquímica Básica podrá trasladar en las ventas de primera mano a los distribuidores.
Proceso criogénico	Proceso industrial en el cual se utiliza la energía intrínseca contenida en el gas natural para que, mediante el cambio de presión súbita, se genere un abatimiento de temperatura, lográndose la recuperación a 100% de los hidrocarburos a partir del propano contenidos en el gas natural.
Usuario	Persona que utiliza o solicita los servicios de un permisionario.
Usuario final	Persona que adquiere gas para su consumo
Venta de primera mano	Se entiende como la primera enajenación, en territorio nacional, que realice Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios o divisiones, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una persona moral por cuenta y orden del Estado, a un tercero.



ABREVIATURAS

BTU	Unidades Térmicas Británicas
BCF	Miles de millones de pies cúbicos por sus siglas en inglés (billion cubic feet)
BCM	Miles de millones de metros cúbicos por sus siglas en inglés (billion cubic metre)
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
Ídem	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
OECD	Organización para la Cooperación y Desarrollo Economicos.
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/cms/uploads/attachment/file/312167/Documento_Pol_tica_P_blica_de_Almacenamiento.pdf
- <https://www.gob.mx/se/prensa/presentacion-de-la-estrategia-integral-de-suministro-de-gas-natural-en-el-salon-adolfo-lopez-mateos-de-la-residencia-oficial-de-los-pinos>
- https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/224263/Prontuario_gas_natural_mayo_2017.pdf
- https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/312167/Documento_Pol_tica_P_blica_de_Almacenamiento.pdf
- <https://www.gob.mx/cre/documentos/indice-de-referencia-nacional-de-precios-de-gas-natural-al-mayoreo-ipgn?idiom=es>
- <http://www.tsp-data-portal.org/TOP-20-Generation#tspQvChart>
- https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/276001/Informe_de_Labores_2016_-_2017_de_la_CRE.pdf
- http://www.pemex.com/comercializacion/productos/Documents/180419%20PreVPM%20Ene-Jun18%20Act%20Tarifas%20Sistrangas%20ReqCRE%2017_05_2018.pdf
- <https://www.gob.mx/cre/prensa/presentan-estrategia-de-flexibilizacion-de-mercados-de-gasolinas-y-diesel-88562>
- <https://www.gob.mx/sener/articulos/3a-revision-anual-del-plan-quinquenal-de-expansion-del-sistema-de-transporte-y-almacenamiento-nacional-integrado-de-gas-natural-2015-2019?idiom=es>

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

Encuesta de Satisfacción:

<https://es.surveymonkey.com/r/V7QNQD6>