



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

PROSPECTIVA DE
GAS
NATURAL

2023-2037

ÍNDICE

ÍNDICE	2
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	4
ÍNDICE DE TABLAS.....	6
PRESENTACIÓN.....	7
INTRODUCCIÓN.....	8
RESUMEN EJECUTIVO.....	9
CAPÍTULO UNO. MARCO REGULATORIO DE GAS NATURAL.....	11
1.1 MARCO LEGAL DEL DOCUMENTO DE PROSPECTIVA DE GAS NATURAL.....	11
1.2 MARCO JURÍDICO EN MATERIA DE HIDROCARBUROS.....	12
1.2.1 De la Rectoría Económica del Estado.....	12
1.2.2 Marco Jurídico vigente en Materia de Hidrocarburos.....	13
1.3 MARCO JURÍDICO APLICABLE A LA PROSPECTIVA DE GAS NATURAL.....	14
1.3.1 Estructura del Sector Energético.....	19
1.3.2 Sector Central.....	20
1.3.3 Sector Paraestatal.....	21
1.4 RECUPERACIÓN DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA NACIONAL.....	22
1.4.1 Rescate al Sector Energético.....	22
CAPÍTULO DOS. MERCADO HISTÓRICO DE GAS NATURAL.....	24
2.1 CONTEXTO GLOBAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL.....	24
2.1.1 Gas Natural y Descarbonización en la Transición Energética Mundial.....	24
2.1.2 Reservas Globales de Gas Natural.....	26
2.1.3 Oferta y Demanda Global de Gas Natural.....	27
2.1.4 Comercio Exterior Global de Gas Natural.....	28
2.1.5 Seguridad Global de Gas Natural.....	30
2.2 DEMANDA NACIONAL HISTÓRICA DE GAS NATURAL.....	32
2.3 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR.....	33
2.3.1 Sector Eléctrico.....	34
2.3.2 Sector Industrial.....	35
2.3.3 Sector Petrolero.....	37
2.3.4 Sector Autotransporte.....	38
2.3.5 Sector Residencial.....	39



2.3.6	Sector Servicios	40
2.4	DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL.....	41
2.5	RESERVAS DE GAS NATURAL.....	43
2.5.1	Histórico de Reservas por categoría.....	44
2.5.2	Distribución de las Reservas por Asignaciones o Contratos al 01 de enero de 2023.....	45
2.5.3	Distribución de Reservas de Gas Natural por Ubicación al 01 de enero de 2023.....	47
2.6	RECURSOS PROSPECTIVOS.....	48
2.7	PRODUCCIÓN NACIONAL DE GAS NATURAL.....	49
2.8	COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL	50
2.9	PRECIOS DE GAS NATURAL.....	51
2.10	INFRAESTRUCTURA NACIONAL PARA LA PRODUCCIÓN Y MANEJO DEL GAS NATURAL.....	53
CAPÍTULO TRES. MERCADO PROSPECTIVO DE GAS NATURAL.....		56
3.1	ESCENARIO MACROECONÓMICO.....	58
3.2	DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL.....	58
3.3	DEMANDA SECTORIAL DE GAS NATURAL.....	60
3.3.1	Sector Eléctrico.....	61
3.3.2	Sector Industrial	63
3.3.3	Sector Petrolero.....	66
3.3.4	Sector Residencial	69
3.3.5	Sector Servicios	71
3.3.6	Ahorro de Gas Natural en los sectores Residencial y Servicios.....	73
3.3.7	Sector Autotransporte	74
3.4	DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL.....	77
3.5	PRODUCCIÓN PROSPECTIVA DE GAS NATURAL.....	78
3.5.1	Estructuración del Escenario Base de Producción de Gas Natural.....	80
3.5.1.1	Premisas Particulares del Escenario Base de Producción de Gas Natural.....	80
3.5.2	Escenario Base de Producción de Gas Natural, 2023-2037.....	81
3.5.2.1	Escenario Base de Producción de Gas Natural por Origen, 2023-2037.....	82
3.5.2.2	Escenario Base de Producción de Gas Natural por Ubicación, 2023-2037	83
3.6	BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL 2023-2037.....	84
ANEXO ESTADÍSTICO.....		85
GLOSARIO.....		98
ABREVIATURAS.....		102
REFERENCIAS.....		103



ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1. 1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ENERGÉTICO	19
GRÁFICO 2. 1 MARCO PARA LA DESCARBONIZACIÓN DEL GAS NATURAL A NIVEL GLOBAL	25
GRÁFICO 2. 2 PRINCIPALES PAÍSES CON RESERVAS GLOBALES PROBADAS DE GAS NATURAL AL 01 DE ENERO DE 2023.....	26
GRÁFICO 2. 3 PRINCIPALES PAÍSES PRODUCTORES DE GAS NATURAL, 2022.....	27
GRÁFICO 2. 4 PRINCIPALES PAÍSES CONSUMIDORES DE GAS NATURAL, 2022.....	28
GRÁFICO 2. 5 PRINCIPALES PAÍSES IMPORTADORES DE GAS NATURAL, 2022.....	29
GRÁFICO 2. 6 PRINCIPALES PAÍSES EXPORTADORES DE GAS NATURAL, 2022.....	29
GRÁFICO 2. 7 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO A NIVEL GLOBAL.....	31
GRÁFICO 2. 8 DEMANDA NACIONAL HISTÓRICA DE GAS NATURAL, 2012-2022.....	32
GRÁFICO 2. 9 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2022.....	33
GRÁFICO 2. 10 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2022.....	34
GRÁFICO 2. 11 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2012-2022.....	34
GRÁFICO 2. 12 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2022.....	35
GRÁFICO 2. 13 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2012-2022.....	36
GRÁFICO 2. 14 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL DEL SECTOR INDUSTRIAL.....	36
GRÁFICO 2. 15 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR PETROLERO, 2022.....	37
GRÁFICO 2. 16 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR PETROLERO, 2012-2022.....	37
GRÁFICO 2. 17 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2022.....	38
GRÁFICO 2. 18 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2012-2022.....	38
GRÁFICO 2. 19 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2022.....	39
GRÁFICO 2. 20 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2012-2022.....	39
GRÁFICO 2. 21 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2022.....	40
GRÁFICO 2. 22 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR SERVICIOS, 2012-2022.....	40
GRÁFICO 2. 23 DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL, 2022.....	42
GRÁFICO 2. 24 RESERVAS POR CATEGORÍA AL 1 DE ENERO DE 2023.....	43
GRÁFICO 2. 25 HISTÓRICO DE RESERVAS POR CATEGORÍA, 2012-2023.....	44
GRÁFICO 2. 26 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS 1P DE GAS NATURAL AL 01 DE ENERO DE 2023.....	45
GRÁFICO 2. 27 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS 2P DE GAS NATURAL AL 01 DE ENERO DE 2023.....	46
GRÁFICO 2. 28 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS 3P DE GAS NATURAL AL 01 DE ENERO DE 2023.....	46
GRÁFICO 2. 29 RESERVAS DE GAS NATURAL, CATEGORÍA 1P.....	47
GRÁFICO 2. 30 RESERVAS DE GAS NATURAL, CATEGORÍA 2P.....	47
GRÁFICO 2. 31 RESERVAS DE GAS NATURAL, CATEGORÍA 3P.....	47
GRÁFICO 2. 32 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE GAS NATURAL POR ADMINISTRACIÓN SIN NITRÓGENO, 2012-2022.....	49
GRÁFICO 2. 33 IMPORTACIÓN HISTÓRICA DE GAS NATURAL, 2012-2022.....	50
GRÁFICO 2. 34 PRECIOS DE REFERENCIA PARA GAS NATURAL Y GNL.....	52
GRÁFICO 2. 35 INFRAESTRUCTURA NACIONAL PARA LA PRODUCCIÓN Y MANEJO DE GAS SECO.....	53
GRÁFICO 3. 1 PROCESO DE ELABORACIÓN DE LAS PROYECCIONES DE DEMANDA 2023-2037.....	57
GRÁFICO 3. 2 PROCESO DE ELABORACIÓN DEL PERFIL DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL 2023-2037.....	57
GRÁFICO 3. 3 PRODUCTO INTERNO BRUTO, 2020-2037.....	58
GRÁFICO 3. 4 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL, 2023-2037.....	59



GRÁFICO 3. 5 DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2023 y 2037.....	60
GRÁFICO 3. 6 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2023-2037	62
GRÁFICO 3. 7 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2023-2037.....	63
GRÁFICO 3. 8 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR GRUPO DE RAMAS EN 2037.....	65
GRÁFICO 3. 9 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR PETROLERO, 2023-2037.....	66
GRÁFICO 3. 10 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR PETROLERO AL 2037.....	67
GRÁFICO 3. 11 DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR PETROLERO, 2037.....	68
GRÁFICO 3. 12 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2023-2037.....	69
GRÁFICO 3. 13 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2037.....	70
GRÁFICO 3. 14 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2023-2037.....	71
GRÁFICO 3. 15 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS AL 2037.....	72
GRÁFICO 3. 16 AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS, 2023-2037.....	73
GRÁFICO 3. 17 AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS AL 2037.....	73
GRÁFICO 3. 18 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2023-2037.....	75
GRÁFICO 3. 19 PARQUE VEHICULAR POR TIPO DE ENERGÉTICO, 2023-2037.....	76
GRÁFICO 3. 20 PARQUE VEHÍCULAR A GAS NATURAL COMPRIMIDO POR REGIÓN, 2023-2037.....	76
GRÁFICO 3. 21 CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL POR REGIÓN AL 2037.....	77
GRÁFICO 3. 22 ESCENARIO BASE DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 2023-2037	81
GRÁFICO 3. 23 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN, ESCENARIO BASE 2023-2037.....	82
GRÁFICO 3. 24 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN, ESCENARIO BASE 2023-2037.....	83
GRÁFICO 3. 25 BALANCE DE GAS NATURAL, 2023-2037.....	84



ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2. 1 RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS AL 1 DE ENERO DE 2023.....	48
TABLA 2. 2 DUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN OPERACIÓN A AGOSTO DE 2022.....	54
TABLA 3. 1 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2023-2037.....	62
TABLA 3. 2 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2023-2037.....	64
TABLA 3. 3 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2023-2037.....	67
TABLA 3. 4 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2023-2037.....	70
TABLA 3. 5 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2023-2037.....	72
TABLA 3. 6 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2023-2037.....	75
TABLA A. 1 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2012-2022.....	85
TABLA A. 2 DEMANDA HISTÓRICA DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR ELÉCTRICO, 2012-2022.....	85
TABLA A. 3 DEMANDA HISTÓRICA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2012-2022.....	86
TABLA A. 4 DEMANDA HISTÓRICA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2012-2022.....	86
TABLA A. 5 DEMANDA HISTÓRICA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2012-2022.....	87
TABLA A. 6 DEMANDA HISTÓRICA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2012-2022.....	87
TABLA A. 7 DEMANDA HISTÓRICA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2012-2022.....	88
TABLA A. 8 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL 2012-2022.....	88
TABLA A. 9 BALANCE REGIÓN NOROESTE DE GAS NATURAL 2012-2022.....	89
TABLA A. 10 BALANCE REGIÓN NORESTE DE GAS NATURAL 2012-2022.....	89
TABLA A. 11 BALANCE REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE DE GAS NATURAL 2012-2022.....	90
TABLA A. 12 BALANCE REGIÓN CENTRO DE GAS NATURAL 2012-2022.....	90
TABLA A. 13 BALANCE REGIÓN SUR-SURESTE DE GAS NATURAL 2012-2022.....	91
TABLA A. 14 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2023-2037.....	91
TABLA A. 15 DEMANDA DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR ELÉCTRICO, 2023-2037.....	92
TABLA A. 16 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2023-2037.....	92
TABLA A. 17 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2023-2037.....	93
TABLA A. 18 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2023-2037.....	93
TABLA A. 19 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2023-2037.....	94
TABLA A. 20 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2023-2037.....	94
TABLA A. 21 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2023-2037.....	95
TABLA A. 22 BALANCE REGIÓN NOROESTE DE GAS NATURAL, 2023-2037.....	95
TABLA A. 23 BALANCE REGIÓN NORESTE DE GAS NATURAL, 2023-2037.....	96
TABLA A. 24 BALANCE REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE DE GAS NATURAL, 2023-2037.....	96
TABLA A. 25 BALANCE REGIÓN CENTRO DE GAS NATURAL, 2023-2037.....	97
TABLA A. 26 BALANCE REGIÓN SUR-SURESTE DE GAS NATURAL, 2023-2037.....	97



PRESENTACIÓN

La Política energética del Gobierno de la Cuarta Transformación se conduce de acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, basado en el rescate del sector energético, mediante el fortalecimiento de sus Empresas Productivas del Estado, Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a fin de que operen como palancas del desarrollo nacional; por su parte, las empresas privadas que participan en el sector se alinearán al marco jurídico nacional para brindar un servicio público con honestidad, transparencia y reglas claras, indispensables para garantizar la seguridad energética y la soberanía nacional.

Además, la presente administración está enfocada en asegurar el acceso a la población del constante suministro de combustibles a precios asequibles, así como aumentar la independencia energética que reduzca las importaciones de petrolíferos y que aumente el procesamiento de hidrocarburos en el territorio nacional, para que de esta manera se logre una autosuficiencia en el mediano y largo plazos. Del mismo modo, se ha impulsado la transición a la producción y generación de energías limpias que contribuyen a combatir el cambio climático.

A partir de ello se ha integrado una cartera de proyectos estratégicos para la Transición Energética Soberana, mismos que están estrechamente relacionados con los principios de soberanía energética, autosuficiencia energética, independencia tecnológica, reindustrialización soberana, sustitución de importaciones y fortalecimiento del mercado interno.

El fortalecimiento de PEMEX se ha logrado gracias al cambio en la estrategia de exploración y extracción de hidrocarburos, se logró revertir la tendencia a la baja en la plataforma de producción tanto de líquidos como de gas natural. La construcción de la refinería Olmeca de Dos Bocas en Paraíso Tabasco ha significado un gran proyecto de fortalecimiento y de soberanía para el pueblo mexicano, esta refinería procesará 340 Mbd para obtener 170 Mbd de gasolina y 120 Mb de diésel. La compra de la refinería Deer Park resulta el cumplimiento de otro proyecto estratégico encaminado a obtener soberanía y autosuficiencia energética.

Por su parte, la CFE se ha fortalecido, mediante diversos programas, por ejemplo, la modernización de 16 centrales hidroeléctricas propiedad del Estado con una capacidad adicional de 293 MW, se inició la construcción del Proyecto Central Fotovoltaica Puerto Peñasco de 1,000 MW en el estado de Sonora, así como el proyecto central Geotérmico Húmeros III fase B de 25 MW, en el estado de Puebla, por mencionar algunos.

De esta manera, la presente Prospectiva de Gas Natural 2023-2037, sirve como un documento que ayude a sentar las bases de planeación del desarrollo del mercado de gas natural en el corto, mediano y largo plazo, ya que el gas natural continuará siendo el combustible estratégico para una transición energética y por lo tanto su planeación es fundamental para el pleno desarrollo de la industria del gas natural en nuestro país

Mtro. Miguel Ángel Maciel Torres

Secretario de Energía



INTRODUCCIÓN

El Ejecutivo Federal a través de la Secretaría de Energía como coordinadora del sector energético, cuenta con la facultad para establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente, para lo cual podrá, entre otras acciones y en términos de las disposiciones aplicables, coordinar, realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia;

Asimismo, está facultada para llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional, conforme a las disposiciones aplicables.

Por su parte, la planeación energética deberá atender los siguientes criterios: la soberanía y la seguridad energéticas, el mejoramiento de la productividad energética, la restitución de reservas de hidrocarburos, la diversificación de las fuentes de combustibles, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de energía, la mayor participación de las energías renovables en el balance energético nacional, la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población, el ahorro de energía y la mayor eficiencia de su producción y uso, el fortalecimiento de las Empresas Productivas del Estado del sector energético, y el apoyo a la investigación y el desarrollo tecnológico nacionales en materia energética; entre otros.

El presente documento sirve como instrumento de planeación y de diseño de la estrategia nacional integral del gas natural, dado que en su contenido se muestra el posible escenario del mercado nacional de gas natural con un horizonte de planeación de quince años, los cuales permiten sentar las bases para el desarrollo de directrices que coadyuven en el fortalecimiento de las Empresas Productivas del Estado y que además se fomente la colaboración complementaria con la iniciativa privada, para alcanzar el acceso de suministros básicos en combustibles y electricidad a bajo costo para toda la población, y que además se impulse la transición energética mediante la producción y generación de energías limpias que contribuyan a combatir el cambio climático.



RESUMEN EJECUTIVO

En los últimos cuatro años, se ha experimentado un gran impacto en la demanda de gas natural a nivel mundial, primero, la pandemia sanitaria COVID-19 afectó el mercado del gas natural a principios de 2020 a nivel global. El freno de las actividades económicas globales por el confinamiento de la pandemia condujo a una recesión económica en casi todos los países, lo que generó un exceso de oferta e impulsó a que los principales índices spot de gas natural cayeran a mínimos históricos.

Durante el 2021 en América del Norte, la tendencia de precios bajos que prevaleció durante el año inmediato anterior dio un giro abrupto, derivado a las fuertes tormentas invernales en el sur de los Estados Unidos de América a inicios de febrero de 2021, lo que ocasionó una breve interrupción del suministro del combustible a territorio mexicano y el incremento desproporcionado de su precio.

El conflicto Rusia-Ucrania acontecido a principios de 2022 también desencadenó una gran crisis de gas natural a nivel global, los mercados de gas natural y de gas natural licuado (GNL) presentaron interrupciones en el suministro y se presentó una volatilidad de precios sin precedentes, si bien los efectos de las interrupciones del suministro durante 2022 ya se han equilibrado, los efectos de esta crisis persistirán durante años. Una publicación de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), denominado "Revisión de la Seguridad Global del Gas 2023" indica que es un deber de los responsables del sector público y privado tenerlo en cuenta y establecer mecanismos de cooperación que mitiguen el impacto en el suministro del gas natural ante cualquier evento que pueda surgir en el futuro.

Así, el documento de Prospectiva de Gas Natural 2023-2037 presenta un análisis del comportamiento de la oferta y la demanda del gas natural en su periodo histórico (diez años atrás) y muestra probables escenarios de oferta y demanda del combustible con un horizonte de quince años hacia adelante.

Este documento toma como referencia los perfiles de demanda estimados por la SENER en el que participan el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), quien es el encargado de realizar las proyecciones a partir de la actual política energética; asimismo, el perfil de producción de gas natural es proporcionado por la Subsecretaría de Hidrocarburos con información estadística proporcionada por Petróleos Mexicanos y la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

La Prospectiva de Gas Natural se divide en tres capítulos. En el primero se considera el marco normativo que regula al Sector Hidrocarburos, en el segundo capítulo se muestra un diagnóstico de los componentes de la oferta y demanda de los últimos diez años (2012-2022). El análisis de la oferta y demanda se lleva a cabo mediante la identificación de cada sector de consumo del combustible.

Finalmente, el tercer capítulo describe el comportamiento estimado de la demanda de gas natural para los próximos 15 años (2023-2037) a nivel estatal, regional y sectorial. Así mismo se presenta el escenario base de producción de gas natural, el cual se determina en la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía.



Capítulo Uno. Marco Regulatorio

En el primer capítulo se describen los principales ordenamientos jurídicos e instrumentos legales mediante los cuales se rigen las actividades que forman parte del Sector Hidrocarburos en México.

Capítulo Dos. Mercado Histórico de Gas Natural

En el segundo capítulo se aborda un panorama global del mercado de gas natural, respecto al mercado nacional, se observó que en la última década (2012-2022) el consumo nacional de gas natural incrementó 24.1 %, adjudicado al mayor uso del combustible en el sector eléctrico. Con relación a la producción de gas natural seco, en los últimos diez años se redujo en un 42.2 % como consecuencia de la baja inversión en exploración y de la declinación natural de los campos, elementos que han contribuido a la reducción de los niveles de producción de gas natural en el país. Respecto a la producción de gas natural in situ por parte de PEMEX, se observó que a partir del año 2017 se ha mantenido constante gracias a sus proyectos de nuevos campos en desarrollo.

Capítulo Tres. Mercado Prospectivo de Gas Natural

En el tercer capítulo se presentan los perfiles de demanda nacional de gas natural 2023-2037 a nivel sectorial y regional mismos que son estimados por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), quien es el encargado de realizar las proyecciones a partir de variables macroeconómicas proporcionadas por la SENER; el escenario de producción de gas natural que se aborda en este capítulo fue propuesto por la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos y, la Dirección General de Contratos Petroleros de la SENER; con la asesoría técnica e información estadística que proporcionan la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica (DGE) de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), y PEMEX Exploración y Producción (PEP).

A partir de lo anterior, se estima que, en 2037, la demanda nacional del combustible sea de 8,301.6 Mmmpcd, por su parte los niveles de producción se situarán en 4,123.2 MMpcd y se estima que, al ritmo de crecimiento económico previsto en el escenario de planeación, se tendría que importar un volumen de 4,178.4 MMpcd para satisfacer la demanda nacional



CAPÍTULO UNO. MARCO REGULATORIO DE GAS NATURAL

El presente capítulo, describe el marco normativo vigente aplicable al sector nacional de hidrocarburos y a las dependencias y organismos encargadas de su cumplimiento en la cadena de valor del sector, contando entre ellas a Secretarías de Estado, Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Órganos Desconcentrados, Organismos Descentralizados, Organismos Constitucionalmente Autónomos y Empresas Productivas del Estado (EPE's).

1.1 MARCO LEGAL DEL DOCUMENTO DE PROSPECTIVA DE GAS NATURAL

La actual administración a través del Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, estableció los objetivos nacionales, la estrategia y las prioridades del desarrollo integral, equitativo, incluyente, sustentable y sostenible del país, determinando así los instrumentos y responsables de su ejecución, estableciendo, además, los lineamientos de política de carácter global, sectorial y regional.

El 12 de julio de 2019, en cumplimiento al mandato constitucional se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Decreto por el que se aprueba el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, al que se sujetan los programas de la Administración Pública Federal, mismo que en su apartado "III. Economía" estableció el objetivo del "Rescate del Sector Energético", como un propósito de importancia estratégica basado en el rescate de las Empresas Productivas del Estado para que vuelvan a operar como palancas del desarrollo nacional.

Asimismo, derivado del Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 se consideró que resulta necesario elevar la producción nacional de hidrocarburos, reducir las importaciones y lograr una autosuficiencia energética en el mediano plazo y con ello garantizar el abastecimiento del mercado nacional, de manera sustentable, de forma que el sector energético permita garantizar el bienestar de las familias mexicanas en condiciones de justicia, paz y seguridad, que propicien la prosperidad y el desarrollo sostenible de la Nación, así como cumplir con el objetivo de preservación de la democracia, fundada en el desarrollo económico social y político del país y sus habitantes.

Conforme al marco legal vigente, la SENER cuenta con facultades para llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazo, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional, conforme a las disposiciones aplicables y para ello trabaja en conjunto con los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética a fin de actuar en conformidad a las políticas públicas establecidas por el Ejecutivo Federal.

La planeación energética deberá atender los criterios de soberanía y seguridad energética, el fortalecimiento de Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad, el apoyo a la investigación y el desarrollo tecnológico nacionales en materia energética, aunado al mejoramiento de la productividad energética, la restitución de reservas de hidrocarburos, la diversificación de las fuentes de combustibles, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de energía, la mayor participación de las energías renovables en el balance energético nacional, la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población, el ahorro de energía y la mayor eficiencia de su producción y uso¹.

¹ Artículo 33, fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. Disponible en la siguiente liga: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LOAPF.pdf>



Asimismo, el Reglamento Interior de la Secretaría de Energía establece en el artículo 24 fracciones XIV y XV que corresponde a la Dirección 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.

1.2 MARCO JURÍDICO EN MATERIA DE HIDROCARBUROS

Como un preámbulo al Marco Jurídico en Materia de Hidrocarburos vigente, es necesario conocer la facultad del Estado para formular documentación que sirva de base para el desarrollo de una industria específica, en el presente, del sector hidrocarburos. Pormenorizando la actividad Estatal, se deben tener en cuenta dos factores primordiales de carácter político-económico, la Rectoría Económica del Estado y, por supuesto, el documento eje de planeación del Desarrollo Estatal, el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024.

1.2.1 De la Rectoría Económica del Estado

La rectoría económica del Estado en el sector hidrocarburos, le corresponde a la SENER.

De manera específica, el tercer párrafo del artículo 25 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM) dispone que el Estado planeará, conducirá, coordinará y orientará la actividad económica nacional, y llevará al cabo la regulación y fomento de las actividades que demande el interés general en el marco de libertades que otorga la propia Constitución, por su parte, el quinto párrafo señala que el sector público podrá participar por sí o con los sectores social y privado, de acuerdo con la ley, para impulsar y organizar las áreas prioritarias del desarrollo, para tal efecto, el artículo 28, párrafo cuarto y quinto constitucionales prevén que el Estado al ejercer en ellas su rectoría, protegerá la seguridad y la soberanía de la Nación y contará con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las actividades de carácter prioritario donde, de acuerdo con las leyes, participe por sí o con los sectores social y privado. En el mismo orden de ideas, el artículo 25 de la Carta Magna “reafirma la rectoría del Estado en las actividades de la exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos en términos del mandato del diverso artículo 27”.

En el artículo 33, fracciones, I, V y XXV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, se prevé que corresponde a la SENER como cabeza del Sector Energético establecer, conducir y coordinar la política energética del país, llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional; y asegurar, fomentar y vigilar el adecuado suministro de los combustibles en el territorio nacional.

En tanto que conforme al contenido del artículo 80, último párrafo de la Ley de Hidrocarburos², la SENER orientará sus actividades con base en los objetivos de la política pública en materia energética, incluyendo los de seguridad energética del país, la sustentabilidad, la continuidad del suministro de combustibles y la diversificación de mercados, ello, fundamentado a su vez en las facultades constitucionales del Estado mexicano de rectoría para conducir el desarrollo nacional establecidas en los artículos 25, párrafo cuarto; 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto de la CPEUM, en materia de Hidrocarburos, necesaria para lograr el bienestar de todos los mexicanos.

² https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355989&fecha=11/08/2014#gsc.tab=0



De los artículos 25, 27 y 28 constitucionales se desprende que corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable, que fortalezca la Soberanía de la Nación y su régimen democrático y que, mediante la competitividad, el fomento del crecimiento económico y el empleo y una más justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales, cuya seguridad protege la Constitución.

1.2.2 Marco Jurídico vigente en Materia de Hidrocarburos

La base constitucional del Sector Energético Nacional se encuentra en los artículos 25, 27, 28, 73, 89 y 90, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. De las leyes federales expedidas por el Congreso de la Unión que regulan las actividades en materia de hidrocarburos, deben destacarse;

- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF)
- Ley de Hidrocarburos
- Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME)
- Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH)
- Ley del Fondo Mexicano para la Estabilización y el Desarrollo

Es importante resaltar que, parte importante de la normatividad aplicable al sector energético en materia de hidrocarburos, petrolíferos, petroquímicos y gas natural, en materia de asignaciones, contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, actividades de transporte por medio de ductos y reconocimiento y exploración superficial y que compete la SENER, consiste en llevar a cabo los procedimientos de consulta previa, libre e informada necesarios para tomar en cuenta los intereses y derechos de las comunidades y pueblos indígenas en los que se desarrollen proyectos de la industria de hidrocarburos, en coordinación con la Secretaría de Gobernación y las dependencias que correspondan, en términos de lo dispuesto en los Capítulos IV y V, del Título Cuarto de la Ley de Hidrocarburos.



1.3 MARCO JURÍDICO APLICABLE A LA PROSPECTIVA DE GAS NATURAL

Para la Prospectiva, tenemos un marco normativo, que además del contemplado en el párrafo anterior, es específico para la aplicación de las actividades del mercado de Gas Natural.

<p>18 de diciembre de 2015</p>	<p>PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO NACIONAL INTEGRADO DE GAS NATURAL 2015-2019³</p> <p>La elaboración de este Primer Plan Quinquenal partió de la identificación de necesidades de infraestructura que se requieren para atender la demanda de gas natural del país a mediano y largo plazo, con la finalidad de garantizar el suministro en territorio nacional. Este Plan se conforma de proyectos indicativos de transporte y almacenamiento de gas natural a desarrollarse en los próximos años.</p>
<p>12 de enero de 2016</p>	<p>RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL EN MATERIA DE ACCESO ABIERTO Y PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS DE TRANSPORTE POR DUCTO Y ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL⁴</p> <p>Comprende los criterios a los que deberán sujetarse los Permisarios de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural respecto de la obligación y condiciones para garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a sus instalaciones y servicios, las modalidades de Temporadas Abiertas y la implementación de boletines electrónicos; las modalidades de contratación de los servicios para el uso de la capacidad de los Sistemas, y los criterios a que se sujetarán las instalaciones de Transporte y Almacenamiento para que puedan ser consideradas de usos propios.</p>
<p>25 de julio de 2016</p>	<p>POLÍTICA PÚBLICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL⁵</p> <p>Establece la política pública que fomenta el desarrollo de un mercado competitivo de gas natural, para contribuir con la seguridad energética del país y la continuidad del suministro de dicho hidrocarburo.</p>

³ www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/plan-quinquenal-de-gas-natural-2015-2019

⁴ www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422482&fecha=12/01/2016#gsc.tab=0

⁵ <https://www.gob.mx/sener/articulos/presentacion-de-la-politica-publica-para-la-implementacion-del-mercado-de-gas-natural-50394?idiom=es>



<p>31 de marzo de 2017</p>	<p>PRIMER REVISIÓN DEL PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO NACIONAL INTEGRADO DE GAS NATURAL 2015-2019⁶</p> <p>Se realizó con la finalidad de verificar la vigencia el Plan ante la evolución del mercado de gas natural y realizar los ajustes necesarios para garantizar el desarrollo eficiente del SISTRANGAS. Todo en conformidad con la Ley de Hidrocarburos.</p>
<p>16 de junio de 2017</p>	<p>ACUERDO DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA QUE DEJA SIN EFECTOS LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS MÁXIMOS DE GAS NATURAL OBJETO DE VENTA DE PRIMERA MANO, APROBADA MEDIANTE LA RESOLUCIÓN RES/998/2015, Y ELIMINA EL PRECIO MÁXIMO DE GAS NATURAL OBJETO DE VENTA DE PRIMERA MANO PARA QUE SE DETERMINE BAJO CONDICIONES DE LIBRE MERCADO⁷</p> <p>Se elimina el precio máximo del gas natural objeto de ventas de primera mano en todo el país y se determina que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios y divisiones deberán determinar el precio del gas natural objeto de venta de primera mano bajo condiciones de libre mercado.</p>
<p>26 de marzo de 2018</p>	<p>POLÍTICA PÚBLICA EN MATERIA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL⁸</p> <p>Establece la obligación de constituir un mínimo de 5 días de inventario estratégico de gas natural, mismos que serán utilizables para la atención del suministro nacional únicamente con la metodología aprobada por el Consejo de Coordinación del Sector Energético.</p>
<p>27 de marzo de 2018</p>	<p>TERCER REVISIÓN DEL PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO NACIONAL INTEGRADO DE GAS NATURAL 2015-2019⁹</p> <p>Se realizó dando seguimiento a lo planteado en la segunda revisión, con la finalidad de verificar la vigencia el Plan ante la evolución del mercado de gas natural y realizar los ajustes necesarios para garantizar el desarrollo eficiente del SISTRANGAS. Todo en conformidad con la Ley de Hidrocarburos.</p>

⁶<https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/primer-revision-anual-del-plan-quinquenal-de-expansion-del-sistema-de-transporte-y-almacenamiento-nacional-integrado-de-gas-natural-2015-2019?idiom=es>

⁷ www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5487216&fecha=16/06/2017#gsc.tab=0

⁸ <https://www.gob.mx/sener/prensa/publica-sener-la-politica-publica-en-materia-de-almacenamiento-de-gas-natural>

⁹ <https://www.gob.mx/sener/prensa/publica-sener-la-politica-publica-en-materia-de-almacenamiento-de-gas-natural>



<p>27 de agosto 2018</p>	<p>ACUERDO DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA QUE MODIFICA LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL EN MATERIA DE ACCESO ABIERTO Y PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS DE TRANSPORTE POR DUCTO Y ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL, EN SU APARTADO 2, SECCIONES B., TEMPORADAS ABIERTAS Y D. MERCADO SECUNDARIO Y CESIONES DE CAPACIDAD¹⁰</p> <p>Atiende las consultas de los permisionarios y usuarios de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural, sobre los siguientes aspectos a que se refiere el Apartado 2, Sección D. Mercado Secundario y Cesiones de Capacidad, de las DACG de acceso abierto:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. La diferencia entre las modalidades de cesión de la capacidad: temporal, permanente y definitiva. 2. El papel del permisionario en los procedimientos de cesión de capacidad celebrados entre usuarios. 3. El procedimiento para llevar a cabo cesiones de capacidad entre usuarios. 4. La retribución al permisionario por llevar a cabo cesiones de capacidad. 5. El procedimiento para realizar la cesión temporal de capacidad a través del permisionario por un plazo mayor a 6 meses. 6. La tarifa a la que se realizarán las cesiones temporales y permanentes
<p>Última modificación 22 de febrero de 2019</p>	<p>ACUERDO POR EL QUE SE ESTABLECE LA CLASIFICACIÓN Y CODIFICACIÓN DE HIDROCARBUROS Y PETROLÍFEROS CUYA IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN ESTÁ SUJETA A PERMISO PREVIO POR PARTE DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA¹¹</p> <p>Regula la importación y exportación de Hidrocarburos y Petrolíferos, las cuales estarán sujetas al requisito de Permiso Previo por parte de la Secretaría de Energía en los términos y condiciones que se señalan y sin perjuicio del cumplimiento de las demás disposiciones jurídicas aplicables.</p>

¹⁰ https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5535964&fecha=27/08/2018#gsc.tab=0

¹¹ <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/443295/A869.pdf>



<p>31 de marzo de 2019</p>	<p>CUARTA REVISIÓN DEL PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO NACIONAL INTEGRADO DE GAS NATURAL 2015-2019¹²</p> <p>Se realizó dando seguimiento a lo planteado en la tercera revisión, con la finalidad de verificar la vigencia el Plan ante la evolución del mercado de gas natural y realizar los ajustes necesarios para garantizar el desarrollo eficiente del SISTRANGAS. Todo en conformidad con la Ley de Hidrocarburos.</p> <p>Para la cuarta y última revisión, la SENER aprobó doce proyectos: siete proyectos de gasoductos, la reconfiguración de una estación de compresión y cuatro interconexiones.</p>
<p>5 de noviembre de 2020</p>	<p>PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO NACIONAL INTEGRADO DE GAS NATURAL 2020-2024¹³</p> <p>La elaboración de este Segundo Plan Quinquenal partió de la identificación de necesidades de infraestructura que se requieren para atender la demanda de gas natural del país a mediano y largo plazo, con la finalidad de garantizar el suministro en territorio nacional. Este Plan se conforma de proyectos indicativos de transporte y almacenamiento de gas natural a desarrollarse en los próximos años.</p>
<p>29 de diciembre de 2021</p>	<p>PRIMER REVISIÓN DEL PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO NACIONAL INTEGRADO DE GAS NATURAL 2020-2024¹⁴</p> <p>Actualizó y confirmó la necesidad de proyectos que tienen el propósito de mejorar las condiciones de continuidad del suministro de gas natural en la zona sureste del país, brindar redundancia, mayor flexibilidad operativa y diversificar las fuentes de suministro, consistentes en la instalación de cabezales, interconexiones, estaciones de compresión e instalación de equipos de medición, control y regulación principalmente.</p>

¹²<https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/plan-quinquenal-de-expansion-del-sistema-de-transporte-y-almacenamiento-nacional-integrado-de-gas-natural-2015-2019>

¹³ <https://www.gob.mx/sener/articulos/plan-quinquenal-sistrangas-2020-2024-256590?idiom=es>

¹⁴<https://www.gob.mx/sener/documentos/primer-revision-del-plan-quinquenal-de-expansion-del-sistrangas-2020-2024>



<p>27 de abril de 2023</p>	<p>SEGUNDA REVISIÓN DEL PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO NACIONAL INTEGRADO DE GAS NATURAL 2020-2024¹⁵</p> <p>Se actualizó la metodología utilizada en la elaboración de la primera revisión anual incorporando elementos que apoyan en la evaluación de los proyectos de infraestructura y a la toma de decisiones.</p> <p>Posteriormente, se expone la metodología aplicada y los resultados obtenidos. Se presentan los ajustes a la cartera de proyectos propuestos para la segunda revisión anual. Se expone la opinión técnica emitida por la CRE y la revisión aprobada por la SENER.</p>
<p>Última modificación 6 de noviembre de 2023</p>	<p>ACUERDO QUE ESTABLECE LAS MERCANCÍAS CUYA IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN ESTÁ SUJETA REGULACIÓN POR PARTE DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA¹⁶</p> <p>Establece las fracciones arancelarias de las mercancías que están sujetas a regulación en materia nuclear, por parte de la SENER y la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias. en materia de hidrocarburos, tiene por objeto (i) establecer las mercancías que estarán sujetos a permiso previo por parte de la SENER, respecto de importación o exportación de petrolíferos e hidrocarburos, (ii) brindar certeza jurídica respecto de las condiciones y regímenes aduaneros bajo los cuales podrán realizarse las operaciones de comercio exterior relacionadas con la importación y exportación de petrolíferos e hidrocarburos y (iii) determinar las condiciones de cumplimiento que se deberán acreditar ante las autoridades competentes para obtener y mantener vigente los permisos previos de importación y exportación de petrolíferos e hidrocarburos</p>

¹⁵<https://www.gob.mx/cenagas/documentos/segunda-revision-del-plan-quinquenal-de-expansion-del-sistrangas-2020-2024>

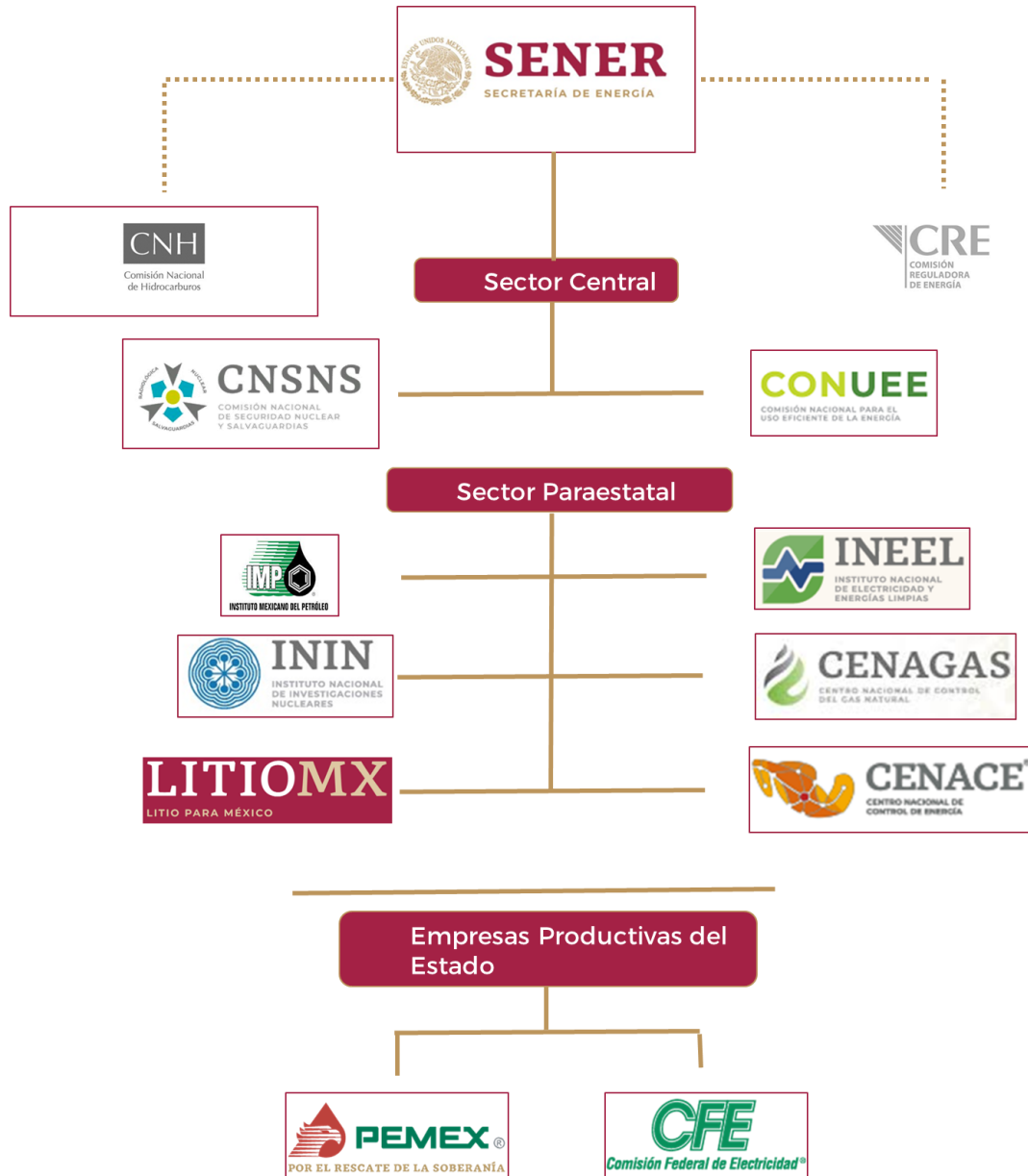
¹⁶ https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5608832&fecha=26/12/2020



1.3.1 Estructura del Sector Energético

La aplicación del marco jurídico y normativo del sector energético implica la participación de Secretarías de Estado, EPE's, Órganos Desconcentrados, Organismos Descentralizados, Organismos Constitucionalmente Autónomos, así como de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, todos ellos conforman el Sector Energético, estructurándose como lo muestra el Gráfico 1.1.

GRÁFICO 1.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ENERGÉTICO



Fuente: Elaboración propia.

1.3.2 Sector Central

Secretaría de Energía (SENER)

Conduce la política energética del Estado Mexicano dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos que requiere el desarrollo de la vida nacional.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

Regula de manera eficiente y confiable la exploración y extracción de hidrocarburos en México para propiciar la inversión y el crecimiento económico.

Comisión Reguladora de Energía (CRE)

Garantiza las condiciones para que la disponibilidad de energéticos en México sea la adecuada, con calidad y precios competitivos a fin de fomentar el desarrollo eficiente de la industria.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA)

Regula y supervisa la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al ambiente en toda la cadena de valor de los hidrocarburos en México, desde la exploración de crudo hasta la venta de gasolina al consumidor final.

Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS)

Regula la seguridad nuclear, radiológica, física y las salvaguardias del uso de la energía nuclear para proteger la salud de la población y el ambiente, así como atender los compromisos internacionales en el uso pacífico de la energía nuclear.

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)

Promueve el óptimo aprovechamiento sustentable de la energía, mediante la adopción de medidas y mejores prácticas para el uso eficiente de la energía en los diferentes sectores de la economía y la población.

Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP):

Establece el régimen de los ingresos que recibe el país derivado de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se realicen a través de las asignaciones y contratos a que se refiere la LH, así como las contraprestaciones de los contratos e interviene en el procedimiento del otorgamiento de permisos de importación y exportación de petrolíferos e hidrocarburos, mediante la emisión de opiniones.

Secretaría de Gobernación (SEGOB):

Establece los delitos en particular y sanciones aplicables en materia de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos y demás bienes asociados al proceso de producción, transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos.

Secretaría de Economía (SE):

Interviene en el procedimiento del otorgamiento de permisos de importación y exportación de hidrocarburos, además tiene como objetivo integrar, administrar y actualizar un registro de proveedores nacionales para las industrias de Hidrocarburos y la verificación del cumplimiento de las obligaciones de contenido nacional de asignatarios y contratistas, respecto de las actividades de exploración y extracción que realicen en territorio nacional.



1.3.3 Sector Paraestatal

1.3.3.1 Organismos Descentralizados No Sectorizados

Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

Crea soluciones competitivas y de valor para la industria petrolera nacional e internacional, como resultado de la investigación científica, mediante el desarrollo, asimilación y transferencia de tecnología, enfocada a resolver problemáticas específicas.

Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL)

Sus objetivos son investigación, innovación aplicada, desarrollo tecnológico, ingeniería y servicios técnicos especializados en áreas de eficiencias energética, planeación y expansión del SEN, la confiabilidad, seguridad, simulación, energías renovables, automatización y nuevas tecnologías de información.

1.3.3.2 Organismos Descentralizados Sectorizados

Litio para México (LITIOMX)

Litio MX se creó por decreto el 23 de agosto de 2022, con el objetivo de realizar las actividades de exploración, explotación, beneficio y aprovechamiento de litio ubicado en territorio nacional, así como de las cadenas de valor de este elemento, conforme a lo dispuesto en la reforma a la Ley minera del 20 de abril de 2022.

Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS)

Actúa como Gestor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) y como transportista de gas natural, operando y manteniendo ductos propios.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

Ejerce el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN); la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y garantiza la imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD). Formula los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD, los cuales, en caso de ser autorizados por la SENER, se incorporan al PRODESEN.

Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ)

Su objetivo es realizar investigación y desarrollo tecnológico en el campo de la ciencia y tecnología nucleares y en temas afines, así como promover los usos pacíficos de la energía nuclear y difundir los avances alcanzados para vincularlos al desarrollo económico, social, científico y tecnológico de México.



1.3.3.3 Empresas Productivas del Estado (EPE'S)

Petróleos Mexicanos (PEMEX)

Tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en materia de hidrocarburos; generando valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano procurando el mejoramiento de la productividad para maximizar la renta petrolera y contribuir al desarrollo nacional.

Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Provee el servicio público de energía eléctrica a la población mexicana con criterios de suficiencia, competitividad y sustentabilidad; comprometidas con la satisfacción de los clientes, con el desarrollo del país y con la preservación del medio ambiente.

1.4 RECUPERACIÓN DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA NACIONAL

1.4.1 Rescate al Sector Energético

La política energética del Gobierno de México se conduce de acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (PND) que se basa en el rescate del sector energético como palanca del desarrollo nacional, mediante el fortalecimiento de sus Empresas Productivas del Estado: Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad, así como interactuar con la iniciativa privada para alcanzar el acceso de suministros básicos en combustibles y electricidad a bajo costo para toda la población. Además, impulsa la transición a la producción y generación de energías limpias que coadyuven a combatir el cambio climático.

Las acciones de rescate y fortalecimiento de la CFE incluyen la construcción de 16 Centrales Eléctricas, mediante autofinanciamiento propio de la CFE, la modernización de 20 centrales hidroeléctricas propiedad del Estado, la inauguración de la primera etapa de la Central Fotovoltaica (CFV) Puerto Peñasco Secuencia I en Sonora, se adquirieron 13 centrales eléctricas propiedad de Iberdrola para su operación por parte de la CFE, entre otras¹⁷.

El rescate del Gobierno de México a PEMEX y la CFE ha demostrado ser una estrategia correcta de cara al devenir de los acontecimientos mundiales, de la pandemia del COVID 19, de la guerra en Ucrania, y su efecto en la ruptura de las cadenas globales de suministros, en las que el comercio de mercancías y sobre todo de energéticos, ha sufrido un reacomodo profundo.

Por su parte, las acciones de rescate y fortalecimiento de PEMEX incluyen el Programa de Rehabilitación del Sistema Nacional de Refinación (SNR), que consiste en el mantenimiento de plantas de proceso, tanques de almacenamiento, servicios auxiliares y periféricas como racks de tuberías de proceso, efluentes y drenajes. El objetivo es avanzar hacia la soberanía energética nacional, mediante el aumento paulatino de la producción de combustibles.

¹⁷ Ver más en: <https://www.gob.mx/sener/articulos/quinto-informe-de-labores-344039>



Como parte del fortalecimiento de la infraestructura de Transformación Industrial y con el propósito de consolidar la autosuficiencia de combustibles, se llevó a cabo la construcción de una refinería en Dos Bocas, Paraíso, Tabasco, denominada Refinería Olmeca, con una capacidad de proceso de 340 Mbd de crudo pesado tipo maya, con lo que se incrementará la oferta de gasolina y diésel en más de 290 Mbd¹⁸, reduciendo así la importación de estos combustibles. Durante 2023, la Refinería Olmeca está en etapa de estabilización.

Por otra parte, la compra del total de las acciones de la Refinería Deer Park maximizarán el abasto de la demanda nacional de productos petrolíferos aprovechando el máximo potencial de la adquisición de la refinería como otra estrategia de fortalecimiento de la Empresa Productiva.

¹⁸ Ídem



CAPÍTULO DOS. MERCADO HISTÓRICO DE GAS NATURAL

Este capítulo presenta la evolución de la oferta y demanda de gas natural a nivel nacional, así como cifras al cierre de 2022 del contexto internacional. Los componentes del mercado a nivel nacional muestran un panorama histórico de los últimos diez años (2012-2022) con información del consumo del combustible desagregada por sector y región.

2.1 CONTEXTO GLOBAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

2.1.1 Gas Natural y Descarbonización en la Transición Energética Mundial

El cambio climático es un gran desafío de nuestro tiempo, acorde al sexto informe de evaluación (AR6) emitido por el panel intergubernamental sobre cambio climático (IPCC). La temperatura media de la superficie ha aumentado aproximadamente 1°C desde el siglo XIX lo que ha ocasionado una grave concentración de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la atmósfera, debido principalmente a la actividad antropogénica.

La energía es un insumo esencial para cualquier actividad humana y para el desarrollo social y económico de cualquier nación. El uso de los combustibles fósiles ha generado un gran avance en la productividad global y dio forma al mundo tal y como lo conocemos hoy en día, sin embargo, el 73 % de las emisiones globales de GEI son generadas por el uso de energía, particularmente por la quema de combustibles fósiles.

Por esta razón, la descarbonización será un elemento clave en años futuros, el cual necesitará emplearse en todos los sectores que usen combustibles fósiles para lograr los objetivos climáticos (Gráfico 2.1).

Por su parte el gas natural continuará jugando un papel fundamental en la transición energética y actualmente se ha dado importancia a la descarbonización del suministro de gas natural mediante la introducción y crecimiento de tecnologías de gas bajas en carbono, por ejemplo, la tecnología de captura, uso y almacenamiento de bióxido de carbono (CCUS) por sus siglas en inglés, la cual comprende un conjunto de procesos tecnológicos con el propósito de reducir las emisiones de carbono en la atmósfera, capturando el CO₂ generado a grandes escalas en fuentes fijas para almacenarlo en el subsuelo de manera segura y permanente. Por otra parte, el hidrógeno bajo en carbono (azul y verde) es una alternativa que puede complementar o reemplazar al gas natural en ciertos sectores y procesos, sin embargo, aún existen desafíos para la integración de la infraestructura, aunado a los costos elevados de su desarrollo. Como ejemplo el gestor de transporte de gas italiano SNAM realizó una prueba en la que mezcló 10 % de hidrógeno por volumen a su red de transporte de gas natural y estiman ir incrementando la cantidad hasta llegar a 100 % de hidrógeno¹⁹.

El biometano también ofrece un sustituto directo del gas natural sin requerir modificaciones en la infraestructura existente relacionada con el gas natural. El biometano ya se produce y utiliza en todo el mundo, aunque su escala sigue siendo pequeña en relación con el uso actual de gas natural.

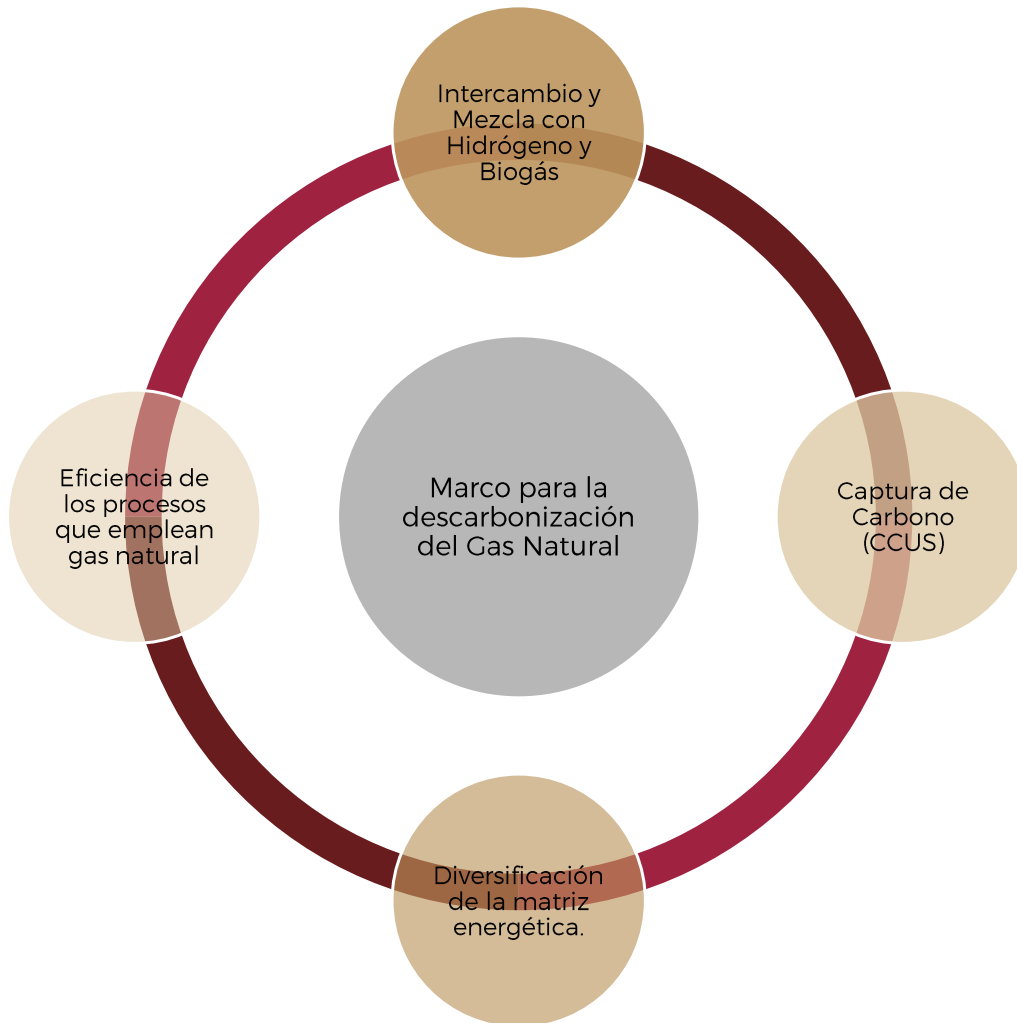
¹⁹ Ver más en: <https://www.igu.org/resources/global-gas-report-2022/>, pág. 53.



Las tecnologías de descarbonización del gas natural anteriormente mencionadas se han estudiado e implementado gradualmente en países como Estados Unidos de América, Alemania, Japón y Arabia Saudita entre otros, lo cual podría significar una práctica internacional que adopten otros países, incluido México, en el mediano y largo plazo para reducir el impacto ambiental principalmente de los sectores eléctrico e industrial. Estas acciones en

conjunto con la eficiencia de los procesos implicados mejorarán la disponibilidad de recursos y reforzarán la seguridad energética²⁰.

GRÁFICO 2.1 MARCO PARA LA DESCARBONIZACIÓN DEL GAS NATURAL A NIVEL GLOBAL



FUENTE: Elaboración propia con Información del Global Gas Report 2023.

²⁰ Ver más en: <https://www.igu.org/resources/global-gas-report-2023-edition/>



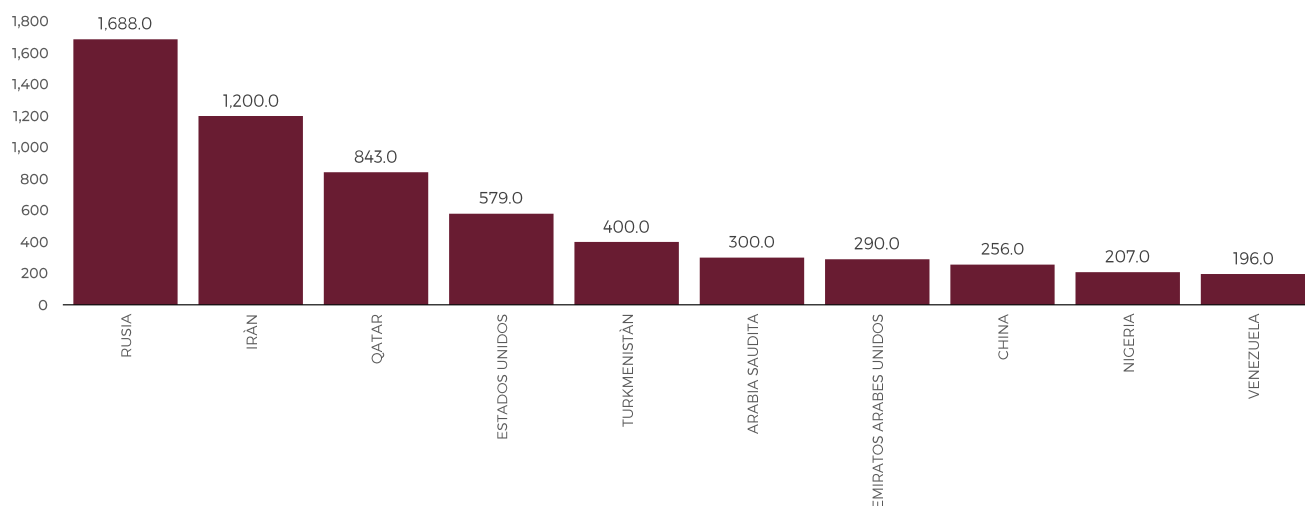
2.1.2 Reservas Globales de Gas Natural

El mercado del gas natural ha aumentado y se ha globalizado en la medida que ha incrementado la disponibilidad de gas de lutas, asimismo, la interconectividad de los mercados de este energético también se ha impulsado mediante la ampliación de la infraestructura de transporte y almacenamiento gas natural.

De acuerdo con datos de la Energy Information Administration, a nivel global, 95 países figuran en el ranking de reservas globales 1P de gas natural.

Al 01 de enero de 2023, Rusia, Irán y Qatar abarcan el 50.04 % de las reservas globales probadas (Gráfico 2.2). Por su parte, México se posiciona en el lugar 39 con 7.0 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc)²¹.

GRÁFICO 2.2 PRINCIPALES PAÍSES CON RESERVAS GLOBALES PROBADAS DE GAS NATURAL AL 01 DE ENERO DE 2023 (MMMPC)



FUENTE: Elaboración propia con Información de PEMEX.

²¹ Ver más en: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/Anuario%202022_VF.pdf



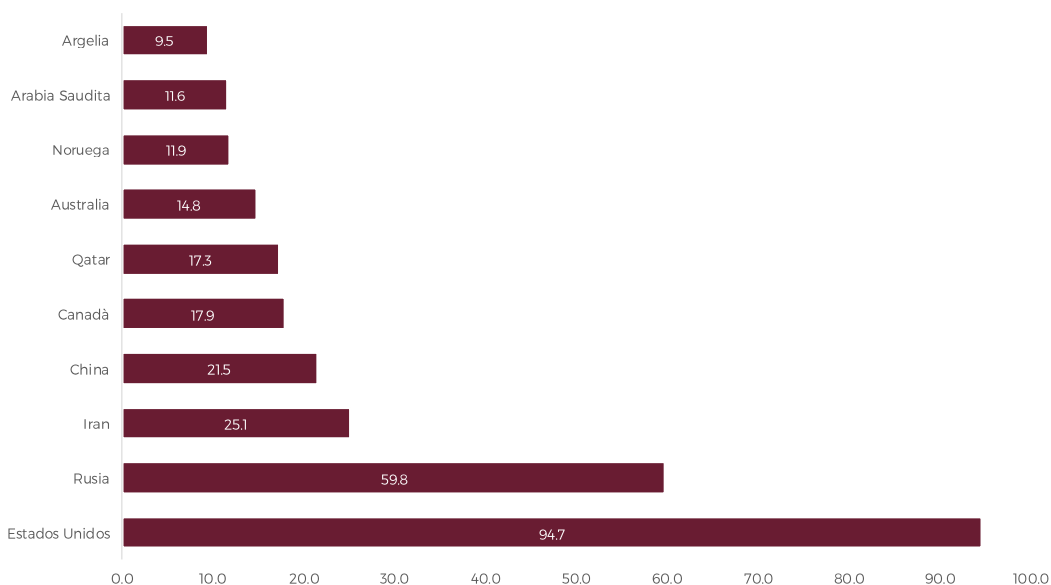
2.1.3 Oferta y Demanda Global de Gas Natural

El rápido crecimiento de la demanda del gas natural en la última década se debe a los beneficios ambientales que tiene el gas en comparación con otros combustibles fósiles, particularmente en términos de calidad de aire y emisiones de gases de efecto invernadero, además muestra otras cualidades como su capacidad de almacenamiento y flexibilidad operativa en las centrales eléctricas que permiten contrarrestar las fluctuaciones de la demanda tanto estacionales como a corto plazo. El uso de este energético en el sector eléctrico ha sido fundamental en la transición hacia fuentes limpias de energía, ya que, frente a la intermitencia de las energías renovables, la generación eléctrica con gas natural aporta certeza en la capacidad y velocidad de respuesta a costos competitivos.

Al cierre de 2022, el gas natural representó el 23.5 %²² de la demanda mundial de energía primaria, lo que significó 3.1 % menor relativo al 2021. Por otra parte, la generación de electricidad a base de gas natural aumentó 1 %²³ en 2021, a pesar del continuo aumento de los precios del gas.

La producción mundial de gas natural al cierre de 2022 fue de 391.2 Miles de millones de pies cúbicos diarios (MMMpcd) lo cual representó una caída porcentual de 0.2 % respecto a 2021. Los tres principales países productores de gas natural durante el 2022 fueron Estados Unidos de América, Rusia e Irán, los cuales en conjunto suman un porcentaje de participación de 45.9 % (179.6 MMMpcd) de la producción total mundial. (Gráfico 2.3).

GRÁFICO 2.3 PRINCIPALES PAÍSES PRODUCTORES DE GAS NATURAL, 2022
(MMMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información de Statistical Review of World Energy 2023.

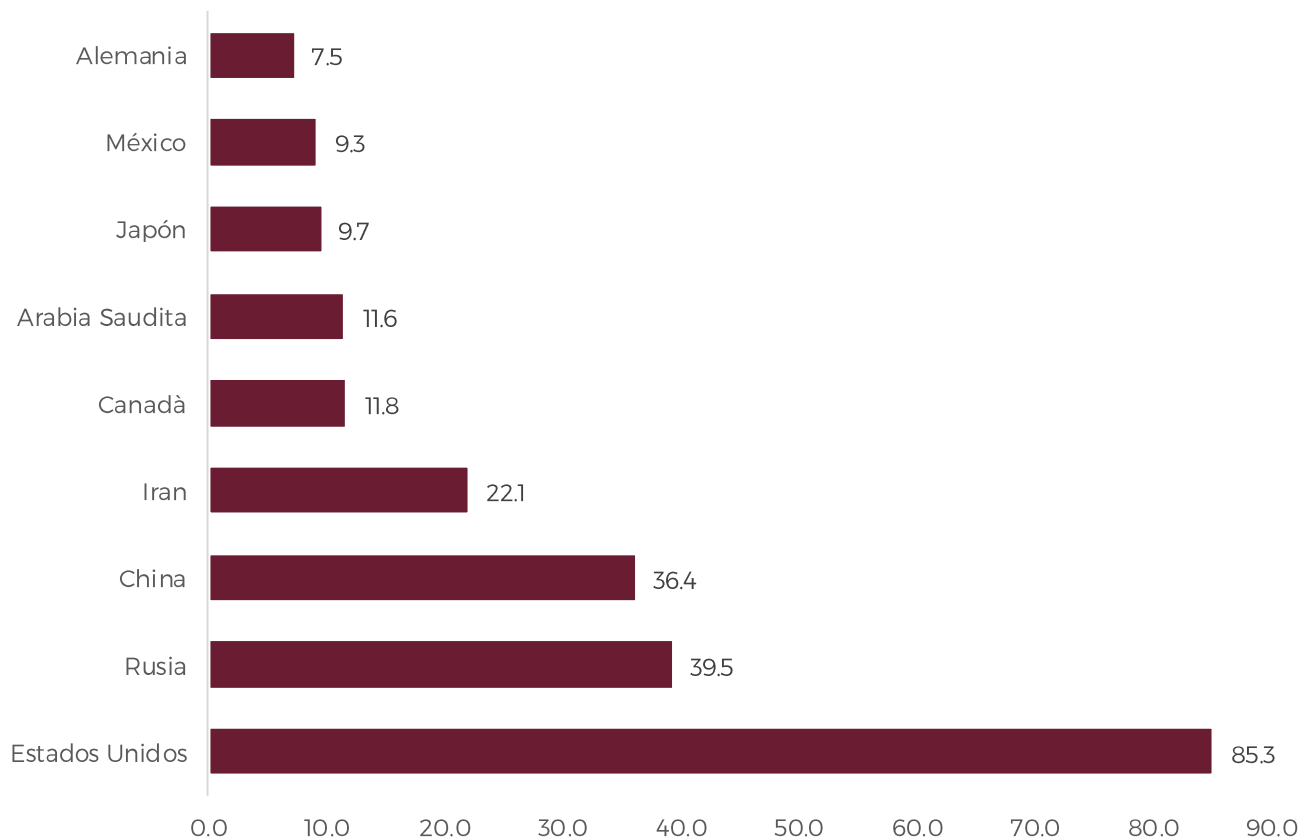
²² Ver más en: <https://www.energyinst.org/statistical-review/>

²³ Ídem.



Respecto al consumo mundial de gas natural, al cierre de 2022 fue de 381.3 MMMpcd lo cual representó un decremento de 3.1 % respecto a 2021, debido principalmente al conflicto Rusia-Ucrania. Los tres principales países que lideran el consumo del gas natural a nivel mundial son Estados Unidos de América, Rusia y China los cuales en conjunto suman un porcentaje de participación de 42.2 % del consumo total mundial (Gráfico 2.4).

GRÁFICO 2.4 PRINCIPALES PAÍSES CONSUMIDORES DE GAS NATURAL, 2022
(MMMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información de Statistical Review of World Energy 2023.

2.1.4 Comercio Exterior Global de Gas Natural

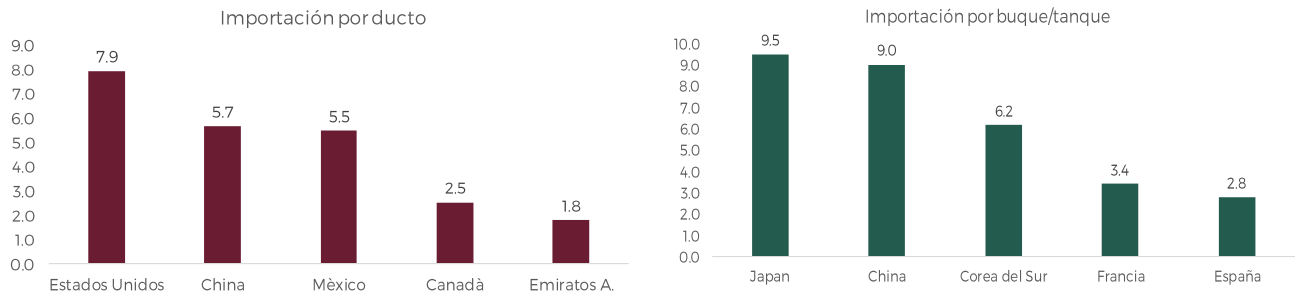
Al cierre de 2022, el balance de importaciones y exportaciones globales fue de 122.0 MMMpcd, el comercio de gas natural mediante ductos registró niveles de 69.5 MMMpcd, mientras que el comercio de GNL mediante buque tanque fue de 52.4 MMMpcd.

Los 5 mayores importadores de gas natural por ducto al cierre de 2022 fueron: Estados Unidos de América, China, México, Canadá y los Emiratos Árabes, los cuales en conjunto suman un volumen de 23.4 MMMpcd, mientras que los 5 mayores importadores de GNL fueron: Japón, China, Corea del Sur, Francia y España con un volumen en conjunto de 30.9 MMMpcd. (Gráfico 2.5).



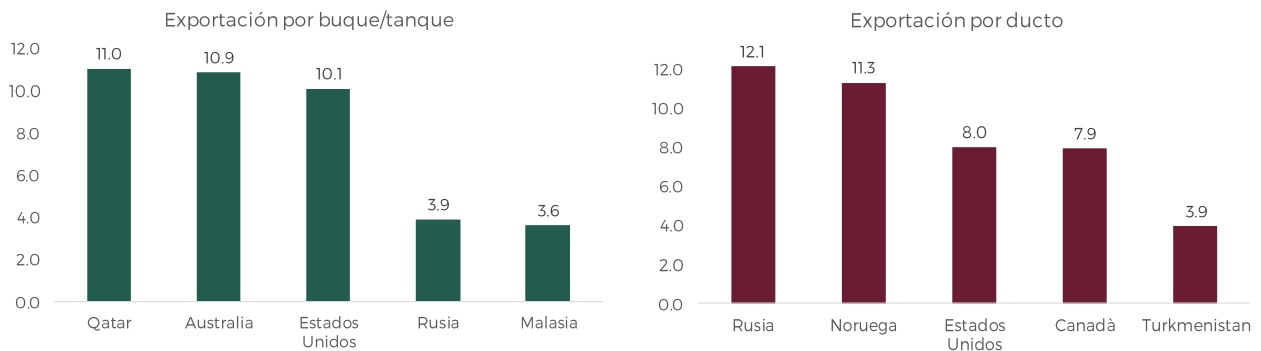
Por su parte, los 5 mayores exportadores de gas natural por ducto son Rusia, Noruega, Estados Unidos de América, Canadá y Turkmenistán con un volumen en conjunto de 43.2 MMMpcd, mientras que en las exportaciones de GNL son lideradas por Qatar, Australia, Estados Unidos de América, Rusia y Malasia (Gráfico 2.6).

GRÁFICO 2.5 PRINCIPALES PAÍSES IMPORTADORES DE GAS NATURAL, 2022
(MMMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información de Statistical Review of World Energy 2023.

GRÁFICO 2.6 PRINCIPALES PAÍSES EXPORTADORES DE GAS NATURAL, 2022
(MMMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información de Statistical Review of World Energy 2023.



2.1.5 Seguridad Global de Gas Natural

La crisis energética mundial desencadenada por el conflicto Rusia - Ucrania transformó el mercado de gas natural a nivel global de manera estructural con profundas implicaciones tanto para los responsables del sector público como los actores del sector privado. En este contexto, es necesario reevaluar la seguridad del suministro mundial de gas y los mecanismos de flexibilidad de la oferta y demanda a través de un diálogo cada vez más estrecho entre productores y consumidores. La creciente flexibilidad y liquidez del mercado global de GNL ha sido crucial en respuesta a las interrupciones del suministro del combustible durante 2022.

El almacenamiento de gas natural y su regulación se convirtieron en vías estratégicas de carácter urgente durante la interrupción de flujos internacionales de gas natural del 2022, para satisfacer las oscilaciones estacionales de la demanda y garantizar el continuo suministro de gas en mercados con climas fríos y templados fue necesario contar con más días de respaldo mediante almacenamiento preferentemente subterráneo (Gráfico 2.7).

Desde el conflicto geopolítico, se han adoptado regulaciones de almacenamiento más estrictas en los principales mercados de gas natural, por ejemplo; la Unión Europea adoptó un nuevo reglamento de almacenamiento de gas a fines de junio de 2022, el cual establece que los niveles de gas deberán estar en 80 % de la capacidad del sistema de almacenamiento para el invierno de 2022/23 y del 90 % para todos los periodos invernales posteriores. Singapur introdujo un sistema de almacenamiento de reserva a fines de 2021 y en junio de 2022 la extendieron hasta marzo de 2023 para abordar el riesgo de interrupciones en el suministro de gas.

Por su parte, Australia implementó un marco de referencia de gas de la costa este en respuesta a los importantes desafíos experimentados, el 95 % de la capacidad de almacenamiento de gas del país se encuentra en forma subterránea, y el 70 % se encuentra en la costa oriental.

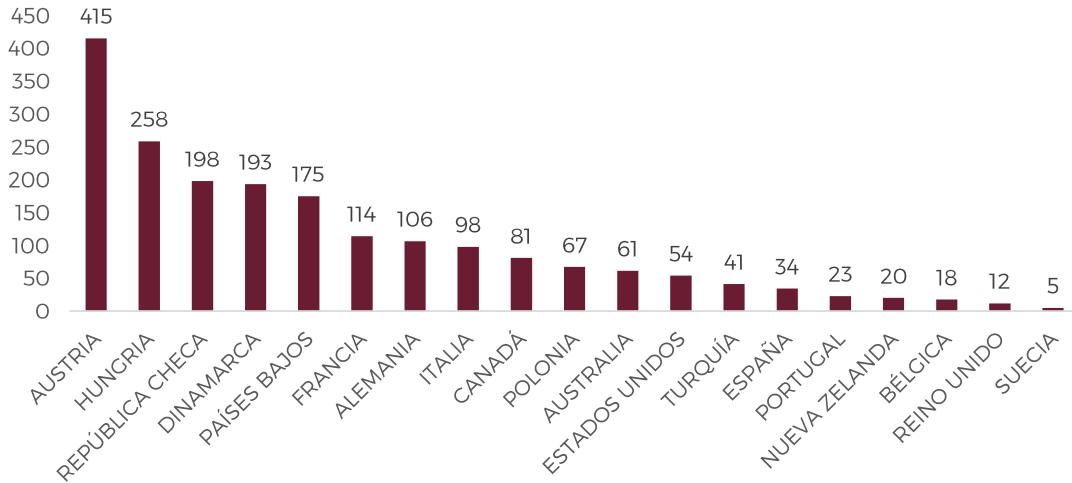
Japón no tiene instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas debido a la topografía del país, cuenta con aproximadamente 190 tanques de almacenamiento de GNL sin embargo estos tanques no se pueden utilizar para el almacenamiento debido a restricciones físicas y otros factores, por lo tanto, el gobierno construirá terminales de reserva de gas natural en caso de escasez del suministro a finales de 2023.

En el caso de México se continúan realizando acciones para lograr el compromiso de desarrollar infraestructura de almacenamiento subterráneo de gas natural, y con ello contribuir a la seguridad energética del país. En este caso se prevé incorporar en el mediano plazo licitaciones para el desarrollo de almacenamiento en yacimientos dictaminados como inviables para la extracción de hidrocarburos considerando la constitución de al menos 5 días de consumo²⁴.

²⁴ <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/proyecto-de-almacenamiento-estrategico-156833>



**GRÁFICO 2.7 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO A NIVEL GLOBAL
(Capacidad en días)**



FUENTE: Elaboración propia con Información de Global Gas Security Review 2023.

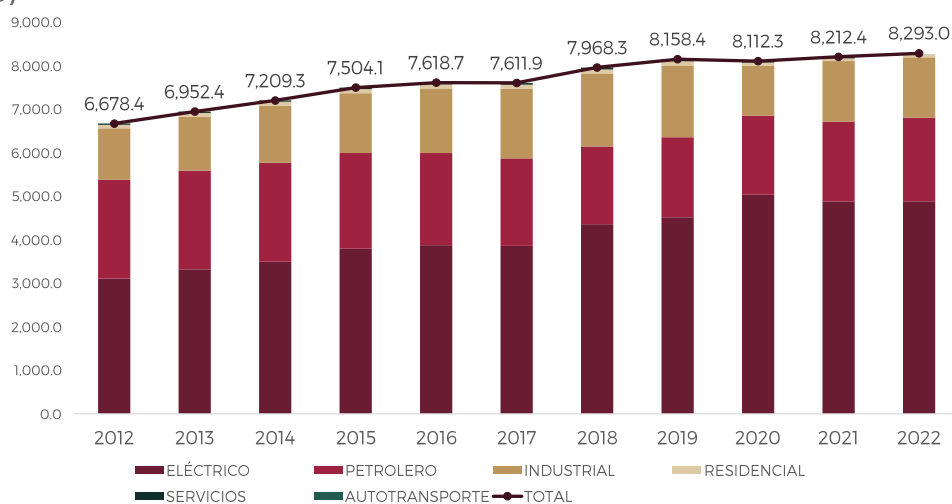


2.2 DEMANDA NACIONAL HISTÓRICA DE GAS NATURAL

De 2012 a 2022 la demanda nacional de gas natural presentó un incremento de 24.2 %, pasando de 6,678.4 MMpcd a 8,293.0 MMpcd, asociado principalmente al mayor uso del combustible en el sector eléctrico derivado del auge de tecnologías de ciclo combinado que emplean gas natural como combustible para generar electricidad. El incremento de generación eléctrica a partir de ciclos combinados se debe a la eficiencia de esta tecnología y a los precios bajos en el mercado de gas natural en Estados Unidos de América durante el periodo de estudio, país del cual derivan la mayoría de las importaciones del combustible que ingresa a nuestro país.

Por otro lado, el sector industrial también ha aumentado su demanda de gas natural debido a las ventajas competitivas que tiene frente a otros combustibles fósiles mientras que el sector petrolero ha mostrado un menor consumo en los últimos años derivado del menor procesamiento de hidrocarburos en complejos y refinerías. Por último, los sectores de menor consumo son el residencial, servicios y autotransporte y su incremento está asociado al acceso del combustible a partir de la ampliación de la infraestructura de transporte y distribución (Gráfico 2.8).

GRÁFICO 2.8 DEMANDA NACIONAL HISTÓRICA DE GAS NATURAL, 2012-2022 (MMPCD)



Nota: Factor de conversión a Mbdpce 0.173.

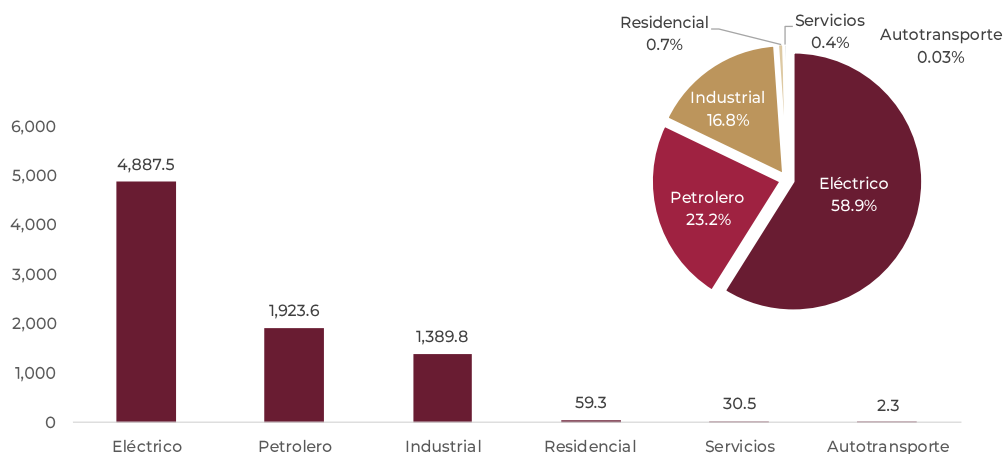
FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



2.3 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR

Al cierre de 2022 la demanda de gas natural fue de 8,293.0 MMpcd y representó un incremento de 1.0 % respecto al año inmediato anterior. El sector eléctrico lideró la demanda del combustible, registrando una participación de 58.9 %, seguido del sector industrial, petrolero, residencial, servicios y autotransporte (Gráfico 2.9).

GRÁFICO 2.9 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2022 (MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

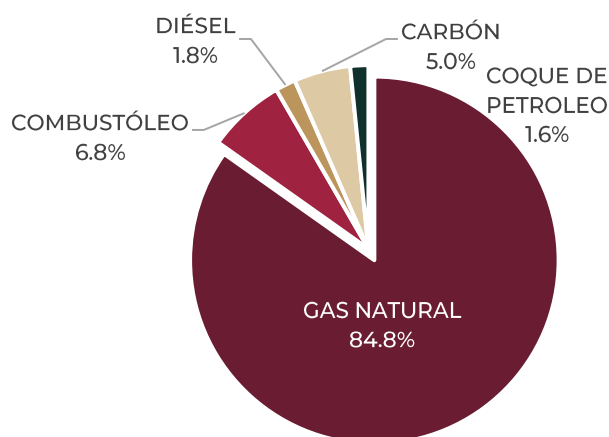


2.3.1 Sector Eléctrico

Los combustibles fósiles son los principales insumos para la obtención de energía eléctrica en nuestro país, siendo el gas natural el principal energético implementado para tales fines. Esto se debe a que, en comparación con otros combustibles fósiles, el gas natural muestra varias ventajas en costo, eficiencia y sustentabilidad y las tecnologías de generación con base en gas natural contrarrestan las fluctuaciones de la generación eléctrica renovable.

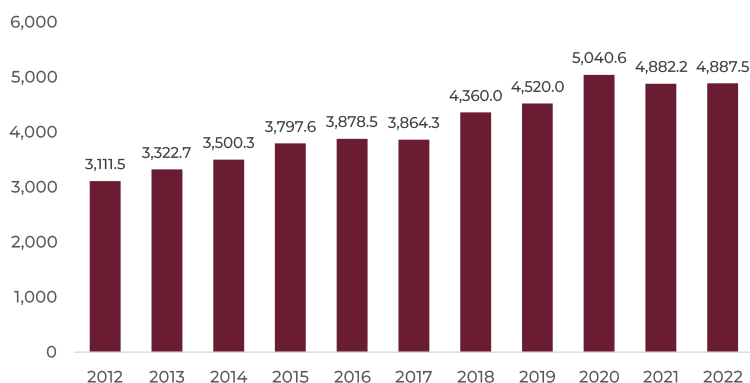
Al cierre de 2022, la participación del gas natural en la matriz energética de combustibles fósiles para la generación de electricidad fue de 84.8 %, seguido del combustóleo, carbón, diésel y coque de petróleo (Gráfico 2.10). El consumo de gas natural durante 2022 dentro del sector eléctrico fue de 4,887.5 MMpcd (Gráfico 2.11) reflejando una mínima disminución porcentual de 0.1 % respecto a 2021.

GRÁFICO 2. 10 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2022 (PORCENTAJE)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

GRÁFICO 2. 11 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2012-2022 (MMPCD)



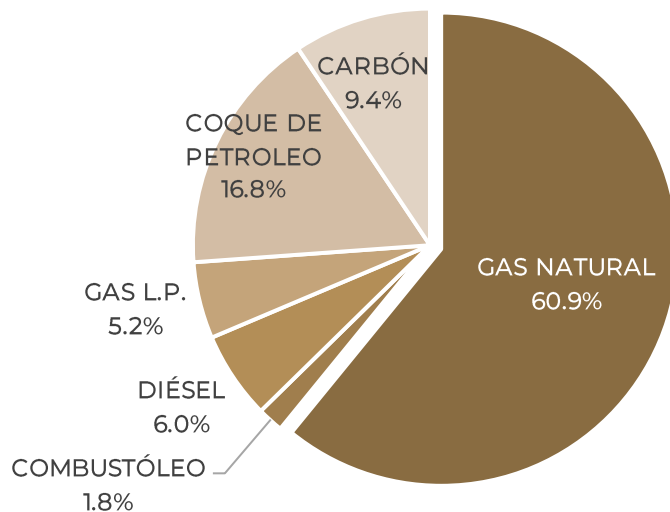
FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



2.3.2 Sector Industrial

Al cierre de 2022, la participación del gas natural en la matriz energética de combustibles fósiles para el sector industrial fue de 60.9 %, seguido del carbón, coque de petróleo, combustóleo, gas L.P. y diésel (Gráfico 2.12).

GRÁFICO 2.12 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2022 (PORCENTAJE)



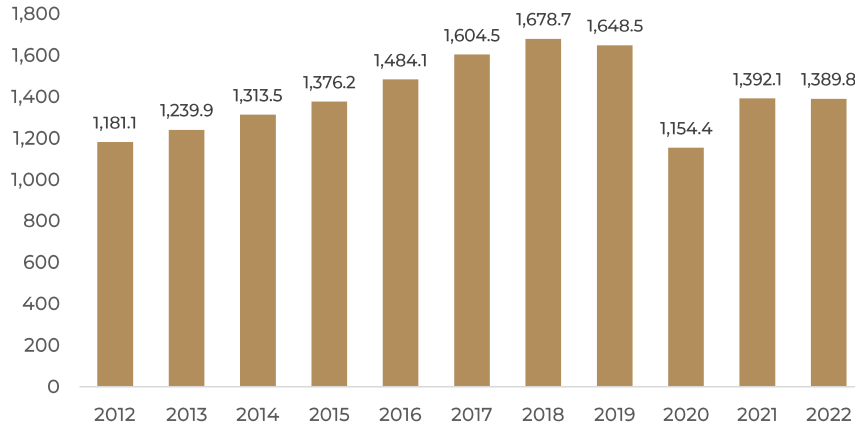
FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

La demanda de gas natural en el sector industrial ha presentado un incremento de 17.7 % en la última década, pasando de 1,181.1 MMpcd en 2012 a 1,389.8 MMpcd en 2022 (Gráfico 2.13). De 2021 a 2022 se observó una mínima disminución porcentual de -0.2 %.

Al cierre de 2022, el sector de los metales básicos lideró el consumo del gas natural a nivel nacional dentro del sector industrial, con un volumen de 384.1 MMpcd, por el contrario, el sector de la industria del cemento fue la rama que menor volumen del combustible empleo (Gráfico 2.14)

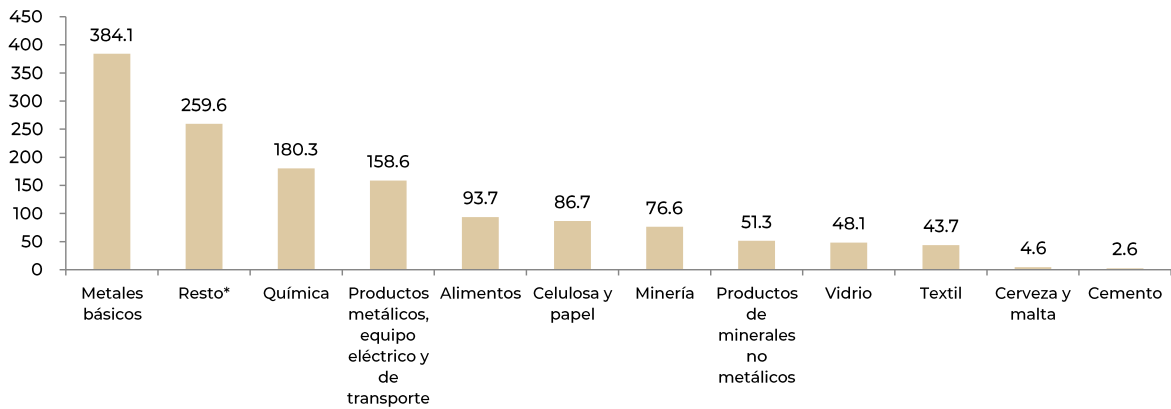


GRÁFICO 2. 13 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2012-2022 (MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

GRÁFICO 2. 14 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL DEL SECTOR INDUSTRIAL POR RAMA, 2022 (MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

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

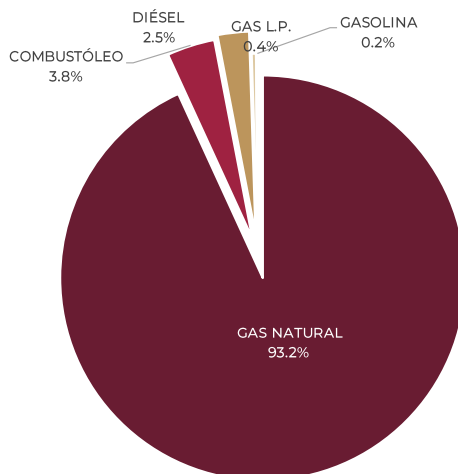


2.3.3 Sector Petrolero

El consumo de combustibles que se aborda en esta sección incluye únicamente las actividades productivas realizadas por PEMEX, las cuales son exploración, desarrollo y producción primaria de hidrocarburos, la transformación, transporte, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos, así como la prestación de servicios relacionados con la industria.

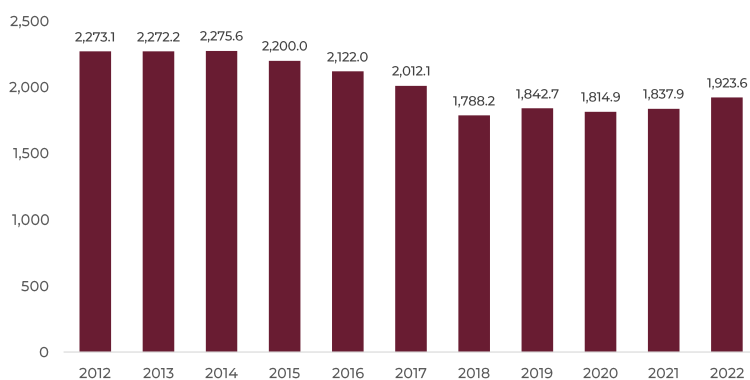
- En 2022, el consumo de combustibles fósiles en el sector petrolero fue de 2,065.0 Millones de pies cúbicos de gas natural equivalente (MMpcdgne), presentando un incremento porcentual de 4.5 % respecto a 2021. El consumo de gas natural presentó una participación de 93.2 % en la matriz energética del consumo de combustibles dentro de este sector. (Gráfico 2.15).
- En la última década, la demanda de gas natural ha registrado una disminución de -15.4 %, sin embargo, de 2021 a 2022 se notó un incremento en la demanda del combustible de 4.7 %, asociado a la recuperación de las actividades de la filial Pemex Transformación Industrial (Gráfico 2.16).

GRÁFICO 2. 15 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR PETROLERO, 2022 (PORCENTAJE)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

GRÁFICO 2. 16 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR PETROLERO, 2012-2022 (MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

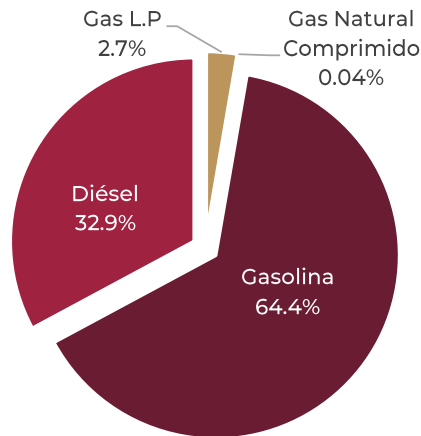


2.3.4 Sector Autotransporte

Al finalizar 2022, el consumo nacional de combustibles fósiles en el sector autotransporte fue de 5,963.5 MMpcdgne, reflejando un incremento porcentual de 15.0 % respecto a 2021, como resultado de una recuperación progresiva en las actividades de movilidad desde 2020 derivado de la pandemia COVID-19, la gasolina continúa liderando la matriz de combustibles del sector con una participación de 64.4 %, seguido del diésel, gas L.P. y gas natural comprimido. (Gráfico 2.17).

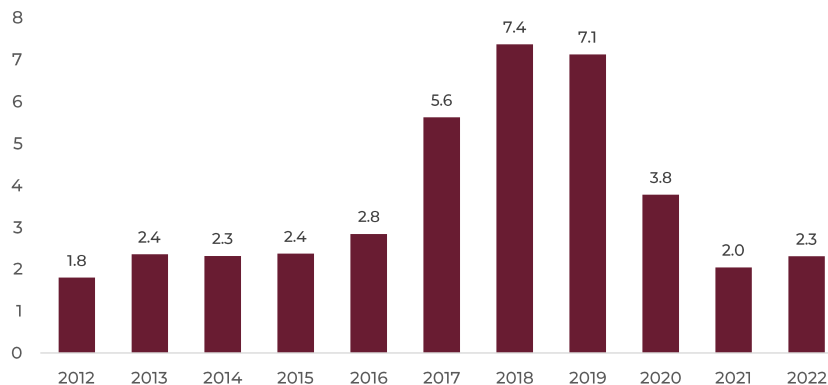
Respecto al consumo de gas natural comprimido, se nota que éste aún no recupera la demanda en crecimiento registrada desde 2017, sin embargo, aun así, el consumo incrementó en 2022 un 13.0 % respecto a 2021, registrando un volumen de 2.3 MMpcd (Gráfico 2.18).

GRÁFICO 2. 17 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2022
 (PORCENTAJE)



FUENTE: Elaboración propia con información del IMP.

GRÁFICO 2. 18 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2012-2022
 (MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con información del IMP.

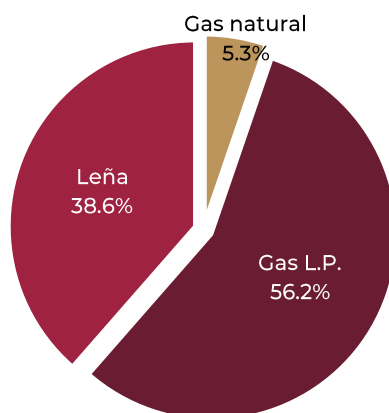


2.3.5 Sector Residencial

Al cierre de 2022, el consumo de combustibles del sector residencial fue de 1,127.1 MMpcdgne, siendo el gas L.P. el combustible de mayor demanda con una participación de 56.2 % seguido de la leña y gas natural (Gráfico 2.19).

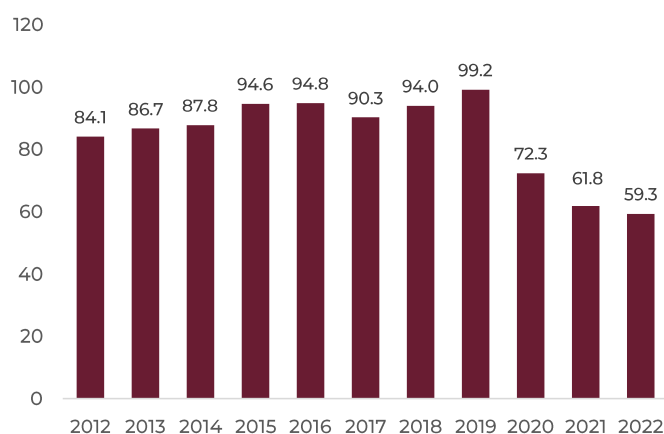
Respecto a la demanda de gas natural, en la última década se presentó una disminución de 29.5 %, pasando de 84.1 MMpcd en 2012 a 59.3 en 2022 MMpcd, si bien, el consumo de gas natural en este sector iba al alza hasta el 2019, el factor que afectó su disminución fue el menor consumo registrado en los años subsecuentes 2020 -2022, asociado a la pandemia COVID-19, por la modificación en los patrones de consumo de la población, aunado a la recesión económica que ocasionó desempleo y reducción de sueldos lo que implicó una disminución del gasto energético. (Gráfico 2.20).

GRÁFICO 2. 19 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2022
(PORCENTAJE)



FUENTE: Elaboración propia con información del IMP.

GRÁFICO 2. 20 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2012-2022
(MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con información del IMP.

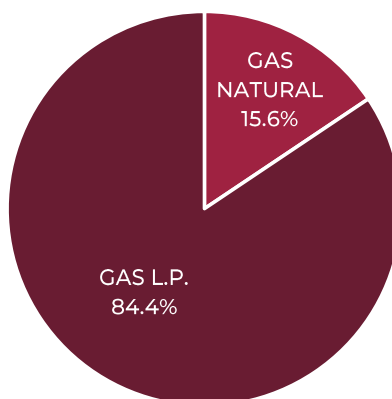


2.3.6 Sector Servicios²⁵

La demanda de combustibles en el sector servicios en 2022, fue de 195.7 MMpcdgne, la cual ha tenido una recuperación desde el año 2020 como resultado de la reactivación de las actividades comerciales postpandemia COVID-19, la participación del gas natural fue de 15.6 % (Gráfico 2.21).

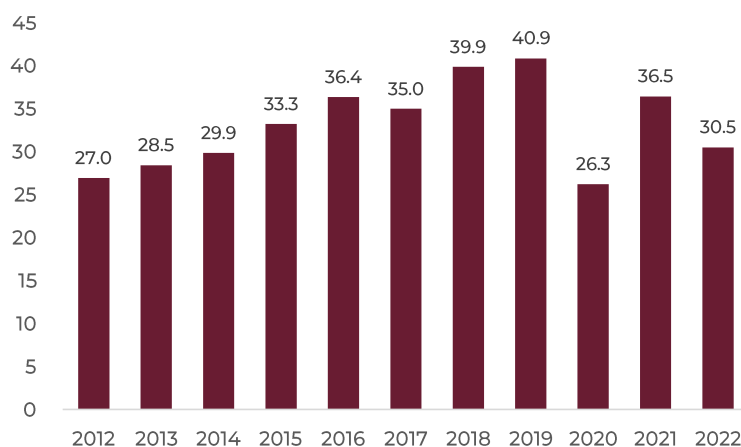
En 2022, el consumo de gas natural en este sector fue de 30.5 MMpcd, mostrando una disminución porcentual de 16.3 % respecto a 2021 (Gráfico 2.22).

GRÁFICO 2. 21 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2022
(PORCENTAJE)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

GRÁFICO 2. 22 DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR SERVICIOS, 2012-2022
(MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

²⁵ El consumo de leña del sector servicios se contabiliza en el sector residencial para ser consistentes con los datos del Balance Nacional de Energía de la SENER.



2.4 DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL

El análisis de la demanda regional de gas natural se realiza distribuyendo a las entidades federativas en cinco regiones de consumo: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste.

Al cierre de 2022, la demanda nacional de gas natural fue de 8,293.0 MMpcd, la región Noreste contribuyó con el mayor consumo de gas natural a nivel nacional presentando una participación porcentual de 31.1% y un volumen de 2,578.2 MMpcd, en esta región destaca Tamaulipas y Nuevo León como las entidades con mayor consumo de gas natural de la región derivado del amplio parque industrial de Nuevo León y a una amplia concentración de centrales eléctricas con tecnología de ciclo combinado en Tamaulipas.

La región Sur-Sureste presentó una participación de 29.6 % con un volumen de 2,454.3 MMpcd, en esta región destacan los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche como los principales en consumir gas natural en la región, lo anterior derivado al consumo del energético en las actividades de exploración, extracción y procesamiento de hidrocarburos de las plataformas, centros procesadores y refinerías situadas en la región.

La región Centro-Occidente participa con el 14.3 % y un volumen de 1,186.6 MMpcd, en la que destacan Guanajuato, San Luis Potosí, Michoacán y Querétaro, los cuales emplean gas principalmente dentro del sector eléctrico.

Finalmente, las regiones Noroeste y Centro presentaron una participación de 13.0 % y 12.0 % respectivamente, en la región Noroeste destaca Baja California Norte y Sonora debido principalmente al uso del combustible en el sector eléctrico y de la región Centro destaca el Estado de México principalmente por el uso de gas en los sectores eléctrico e industrial. (Gráfico 2.23).



GRÁFICO 2. 23 DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL, 2022
 (MMPCD)

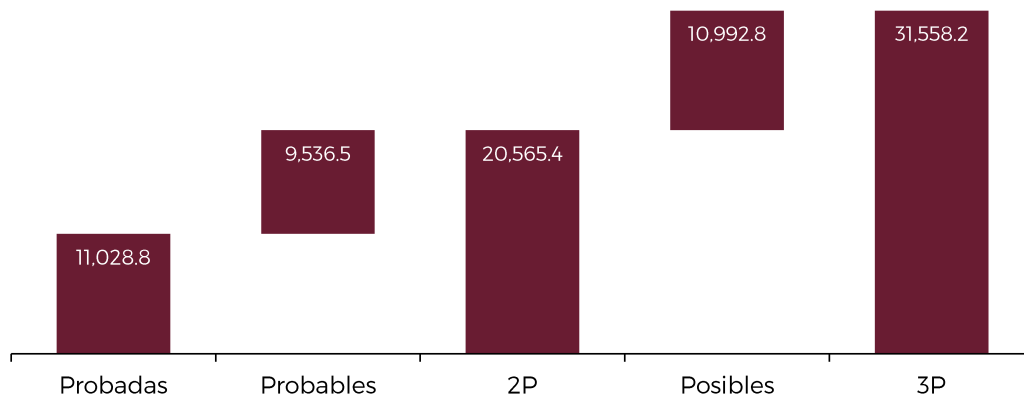


FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

2.5 RESERVAS DE GAS NATURAL

Las reservas 3P²⁶ de gas natural consolidadas por la CNH al 1 de enero de 2023²⁷ ascienden a 31,558.2 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc), cifra mayor en un 1.8 % respecto a 2022; del volumen total, 11,028.8 MMMpc se encuentran en la categoría probada, 9,536.5 en la categoría probable y 10,992.8 en la categoría posibles. La relación reserva-producción²⁸ de gas natural para la categoría 1P es de 6.2 años, para 2P es de 12.3 años y finalmente para 3P es de 17.8 años (Gráfico 2.24).

GRÁFICO 2. 24 RESERVAS POR CATEGORÍA AL 1 DE ENERO DE 2023 (MMMPC)



FUENTE: Elaboración propia con Información de la CNH.

²⁶ Son la suma de las reservas probada más probable más posible, con una probabilidad de ocurrencia de al menos 10 por ciento.

²⁷ Ver más en: <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx/>

²⁸ Describe en términos promedio, el número de años en el que las reservas totales podrían sostener el ritmo de producción actual de un país.

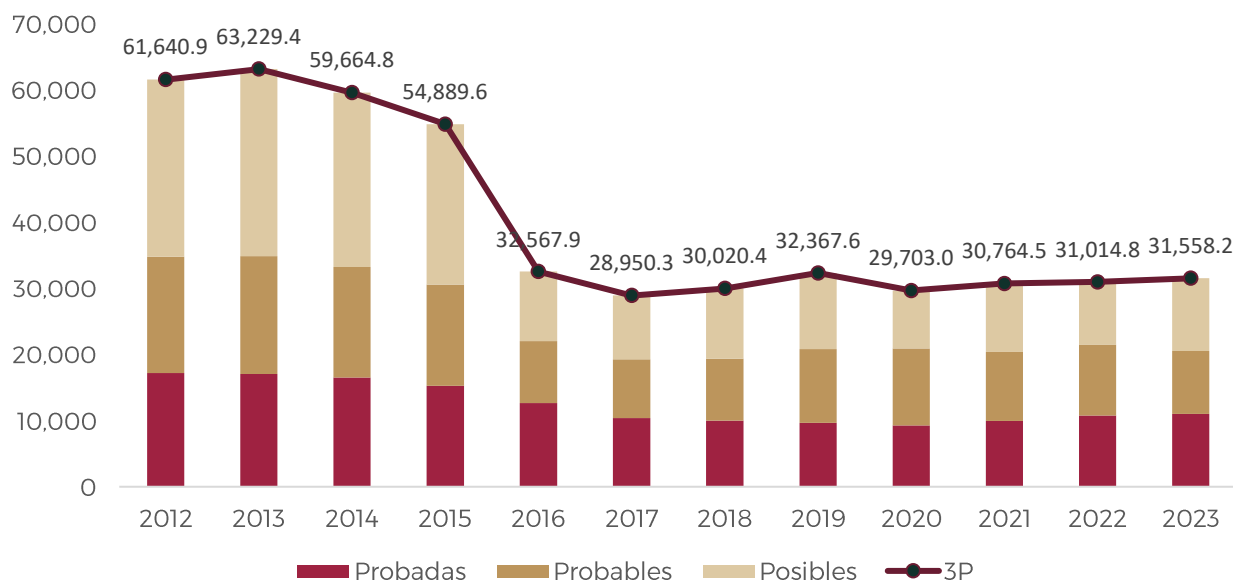


2.5.1 Histórico de Reservas por categoría

Las reservas de gas natural se dividen en probadas, probables y posibles, esta división está dada por el grado de probabilidad de ser extraídas y aprovechadas con las condiciones técnicas y económicas presentes. Las reservas probadas tienen una probabilidad del 90 % Las reservas probables bajan su porcentaje a un 50 % y por último las posibles, las cuales tiene una probabilidad del 10 %.

A partir de 2015, las reservas 3P de gas natural disminuyeron drásticamente, pasando de 61,640.9 MMMpc en 2012 a 31,558.2 en 2023 (Gráfico 2.25), por su parte la madurez de los campos y la declinación natural de los yacimientos explotados han sido factores que ocasionan su disminución. Por su parte, en los últimos cinco años, PEMEX ha podido restituir reservas y mantener su plataforma de producción de hidrocarburos sin poner en riesgo la disponibilidad de estos productos para el consumo de la sociedad y la industria nacional.

GRÁFICO 2. 25 HISTÓRICO DE RESERVAS POR CATEGORÍA, 2012-2023 (MMMPC)

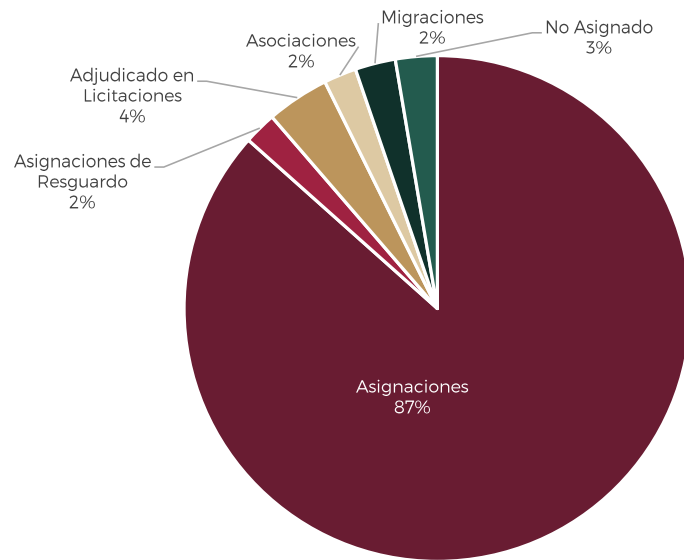


FUENTE: Elaboración propia con Información de la CNH.

2.5.2 Distribución de las Reservas por Asignaciones o Contratos al 01 de enero de 2023

En la categoría de reservas 1P, el 87 % de las reservas de gas se encuentran en Asignaciones pertenecientes a PEMEX; el 4 % han sido adjudicadas mediante licitaciones, 2 % en Migraciones, 2 % en Asociaciones, el 3 % de las reservas de gas se encuentran en áreas no asignadas, las cuales podrían ser reevaluadas para definir su potencial y el 2 % permanecen como Asignaciones de Resguardo (Gráfico 2.26).

GRÁFICO 2. 26 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS 1P DE GAS NATURAL AL 01 DE ENERO DE 2023 (PORCENTAJE)

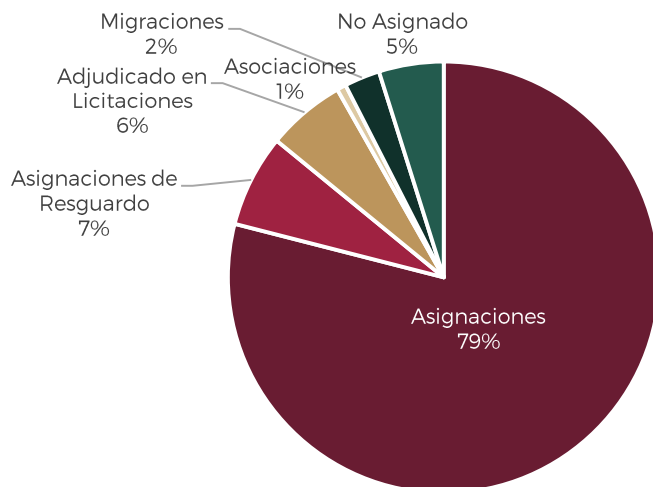


FUENTE: Elaboración propia con Información de la CNH.

En la categoría de reservas 2P, el 79 % de las reservas de gas se encuentran en Asignaciones de Pemex; el 6 % han sido adjudicadas mediante licitaciones, 2 % en Migraciones, 1% en Asociaciones, el 5% de las reservas de gas se encuentran en áreas no asignadas, las cuales podrían ser reevaluadas para definir su potencial y el 7% permanecen como Asignaciones de Resguardo (Gráfico 2.27).



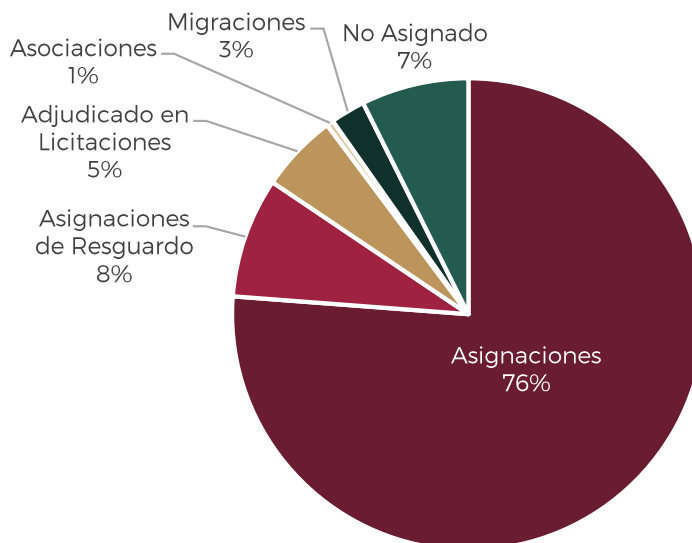
GRÁFICO 2. 27 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS 2P DE GAS NATURAL AL 01 DE ENERO DE 2023 (PORCENTAJE)



FUENTE: Elaboración propia con Información de la CNH.

Finalmente, en la categoría de reservas 3P, el 76 % de las reservas de gas se encuentran en Asignaciones de PEMEX; el 5 % han sido adjudicadas mediante licitaciones, 3 % en Migraciones, 1 % en Asociaciones, el 7 % de las reservas de gas se encuentran en áreas no asignadas, las cuales podrían ser reevaluadas para definir su potencial y el 8 % permanecen como Asignaciones de Resguardo (Gráfico 2.28).

GRÁFICO 2. 28 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS 3P DE GAS NATURAL AL 01 DE ENERO DE 2023 (PORCENTAJE)



FUENTE: Elaboración propia con Información de la CNH.



2.5.3 Distribución de Reservas de Gas Natural por Ubicación al 01 de enero de 2023

La distribución de las reservas de gas natural se realiza en dos principales categorías, terrestres y marinos, estos últimos se subdividen en aguas someras y aguas profundas. En la categoría 1P, el 66.3 % de las reservas se ubican en zonas terrestres, el 28.4 % en aguas someras y el 5.3 % en aguas profundas (Gráfico 2.29), respecto a la categoría 2P, el 69.8 % de las reservas se concentra en las zonas terrestres, el 26.1 % en aguas someras y el 4.1 % en aguas profundas (Gráfico 2.30), finalmente en la categoría 3P, las zonas terrestres abarcan el 68.9 %, el 25.6 % en aguas someras y el 5.6 % en aguas profundas (Gráfico 2.31)

GRÁFICO 2. 29 RESERVAS DE GAS NATURAL, CATEGORÍA 1P (PORCENTAJE)

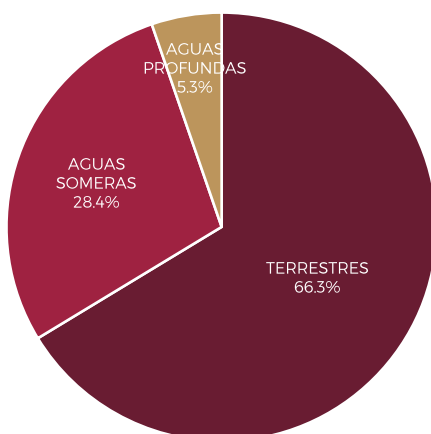


GRÁFICO 2. 30 RESERVAS DE GAS NATURAL, CATEGORÍA 2P (PORCENTAJE)

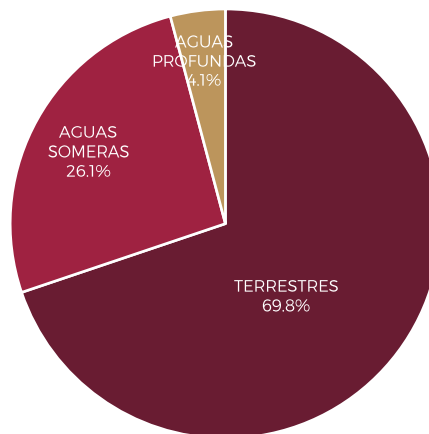
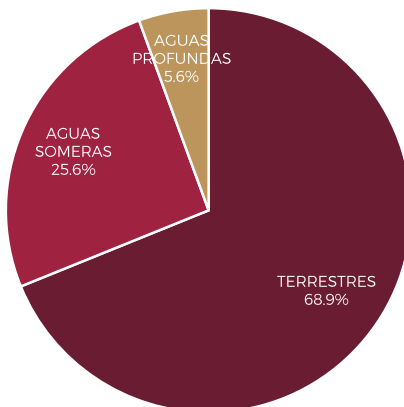


GRÁFICO 2. 31 RESERVAS DE GAS NATURAL, CATEGORÍA 3P (PORCENTAJE)



FUENTE: Elaboración propia con Información de la CNH.



2.6 RECURSOS PROSPECTIVOS

Anteriormente se mencionó que México cuenta con una relación reserva/producción de 6.2 años para las reservas con categoría 1P, 11.6 años para las 2P y 17.8 años para las 3P, lo que puede considerarse como recursos limitados en términos de años/producción. Sin embargo, el panorama es distinto si se contempla el volumen de los recursos prospectivos, ya que estos últimos son vastos.

La CNH ha reportado que el 63 % (141.5 MMMMpc) de los recursos prospectivos²⁹ de gas natural de nuestro país se encuentran en yacimientos no convencionales, la provincia petrolera Burro-Picacho ubicada en el noreste del país es la que cuenta con el potencial de gas no convencional prospectivo más elevado.

Considerando las reservas 3P al 01 de enero de 2023 (31.5 MMMMpc) más el total de los recursos prospectivos (224.8 MMMMpc), México cuenta con un potencial de gas natural de 256.3 MMMMpc (Tabla 2.1), mismos que requieren de programas técnicos, tecnológicos y económicos que promuevan la producción de gas principalmente de los yacimientos no convencionales a un mediano y largo plazo.

TABLA 2.1 RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS AL 1 DE ENERO DE 2023

PROVINCIA PETROLERA	RESERVAS (MMMMPC)			RECURSOS PROSPECTIVOS (MMMMPC)		
	1P	2P	3P	CONVENCIONALES	NO CONVENCIONALES	TOTAL
BURGOS	0.9	1.9	2.5	13.20	53.80	67.0
CINTURON PLEGADO DE CHIAPAS	0.0	0.1	0.2	0.00	0.00	0.0
TAMPICO-MISANTLA	1.2	4.8	8.4	4.70	20.70	25.4
GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO	0.6	0.8	1.8	50.50	0.00	50.5
CUENCAS DEL SURESTE	6.2	8.8	12.1	7.20	0.00	7.2
VERACRUZ	2.0	4.2	6.5	5.60	0.00	5.6
PLATAFORMA BURRO-PICACHO	0.0	0.0	0.0	0.10	0.00	0.1
SABINAS	0.0	0.0	0.0	2.00	67.00	69.0
TOTAL	11.0	20.5	31.5	83.3	141.5	224.8

FUENTE: Elaboración propia con Información de la CNH.

²⁹ Ver más en: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://hidrocarburos.gob.mx/media/5016/recursos-prospectivos.pdf](https://hidrocarburos.gob.mx/media/5016/recursos-prospectivos.pdf)



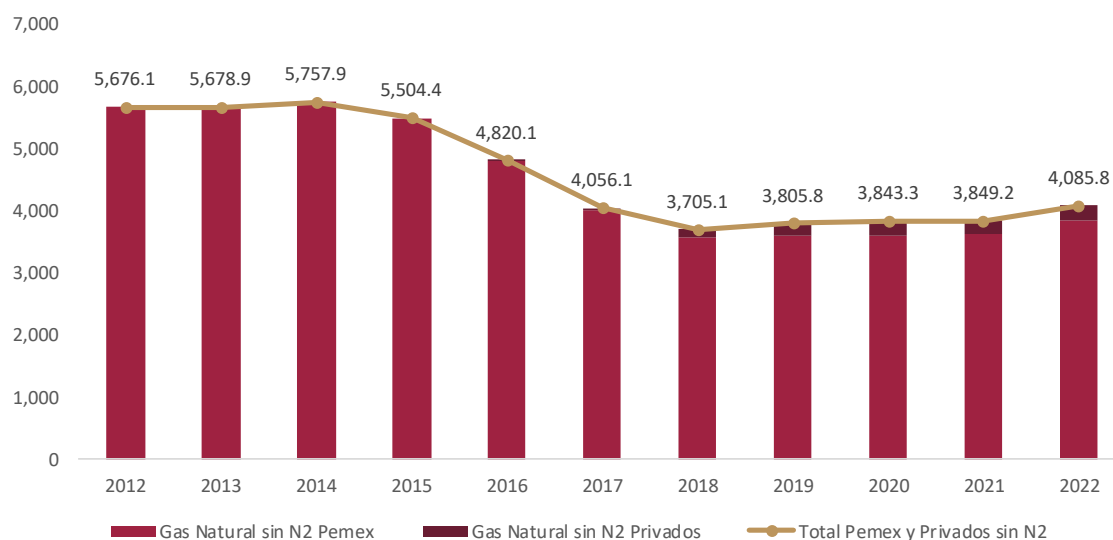
2.7 PRODUCCIÓN NACIONAL DE GAS NATURAL

En la última década, la tendencia de la producción nacional de gas natural sin nitrógeno ha presentado una disminución porcentual de 28.0 %, pasando de 5,676.1 MMpcd en 2012 a 4,085.8 MMpcd en 2022. Lo anterior asociado a diversos factores, entre ellos, la fuerte caída en años pasados de los precios del crudo, baja inversión en exploración y producción, la complejidad en los yacimientos maduros y la declinación natural de los campos, aunado a los efectos de la Reforma Energética que llevaron a PEMEX a ceder el 70 % de su cartera de contratos³⁰.

Por su parte, Pemex, ha mantenido una producción casi constante a partir del año 2018, gracias a sus proyectos de nuevos campos en desarrollo lo cual ha proyectado una importante recuperación en la disponibilidad nacional y, en consecuencia, una reducción en las importaciones³¹.

En 2022, la producción total de gas natural sin nitrógeno por parte de PEMEX y Privados fue de 4,085.8 MMpcd, esto significó 6.2 % mayor respecto a 2021. La producción derivada de los contratos privados se ubicó en 234.7 MMpcd representando el 5.7 % de la producción total nacional. (Gráfico 2.32).

GRÁFICO 2.32 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE GAS NATURAL POR ADMINISTRACIÓN SIN NITRÓGENO, 2012-2022 (MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información de PEMEX y CNH.

³⁰ Plan de Negocios de PEMEX, 2023-2027.

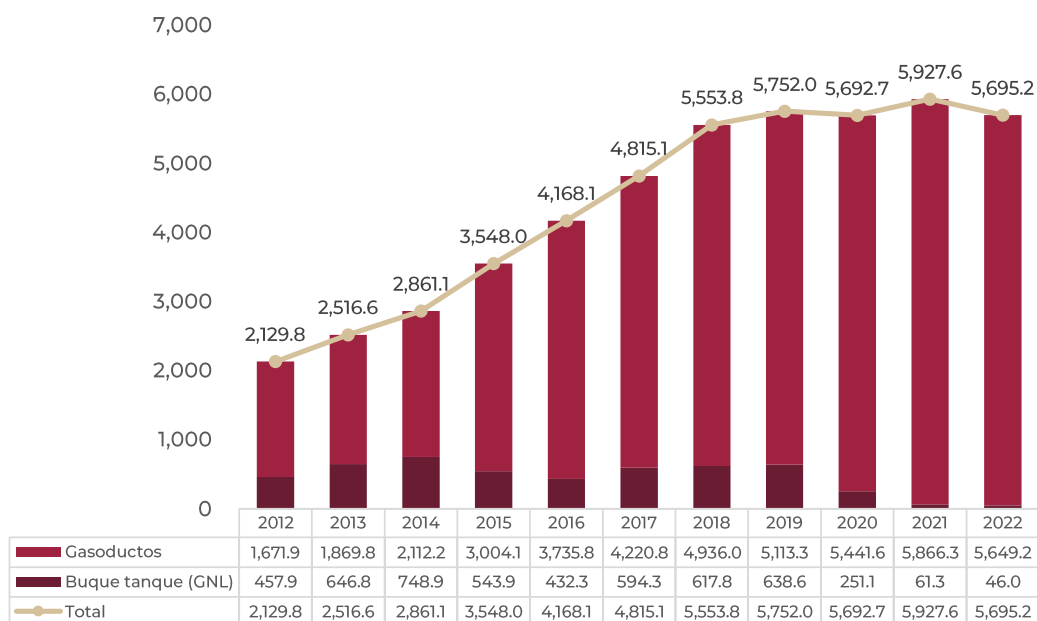
³¹ Ídem.

2.8 COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL

La tendencia negativa de la producción nacional de gas natural en la última década ha generado dependencia en la importación del hidrocarburo. Lo anterior se explica por el aumento de la demanda en el sector eléctrico nacional, aunado a los precios bajos del gas natural comercializado en los Estados Unidos de América, la cercanía geográfica con ese país y a la priorización de la inversión e infraestructura para extracción de campos de aceite sobre campos de gas no asociado.

En 2022, se registraron importaciones por un volumen de 5,695.2 MMpcd, lo cual representó una disminución porcentual de -3.9 % respecto al año anterior (Gráfico 2.33). Del volumen total importado, el 98.2 % (5,649.2 MMpcd) ingresó al país mediante ductos de internación, mientras que el resto de las importaciones mediante buque-tanque registraron un volumen de 46.0 MMpcd.

GRÁFICO 2.33 IMPORTACIÓN HISTÓRICA DE GAS NATURAL, 2012-2022
(MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



2.9 PRECIOS DE GAS NATURAL

Los principales factores que alteran los precios internacionales del gas natural y GNL son los niveles de oferta y demanda, los niveles de almacenamiento, variaciones del clima, el crecimiento económico, la disponibilidad y bajos precios de otros combustibles, así como los conflictos geopolíticos.

Durante el 2020, la pandemia de COVID-19 causó cambios significativos en los patrones de suministro y consumo de los combustibles a nivel mundial, en Estados Unidos de América se disminuyó la demanda de gas natural asociado al confinamiento social producto de la pandemia, además factores climáticos también redujeron la demanda del combustible debido a las temperaturas relativamente cálidas durante el invierno de 2020 lo que ocasionó que el precio spot Henry Hub se ubicara en mínimos históricos entre 1.7 a 2.7 USD/MMBTU.

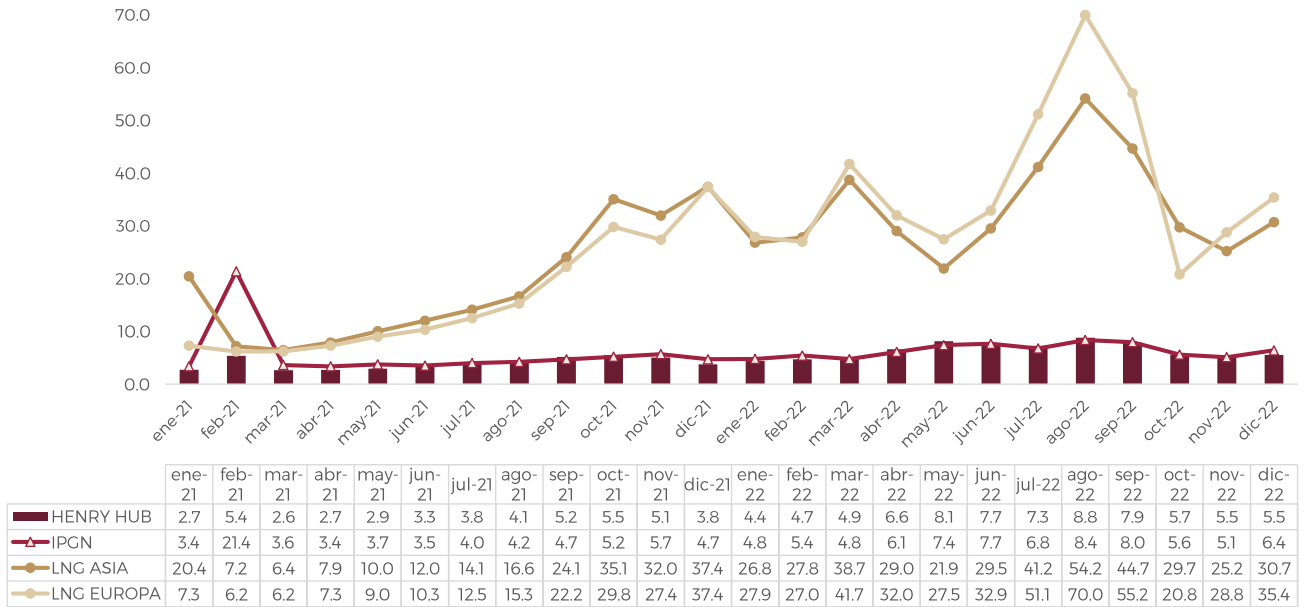
Hacia el primer trimestre 2021, el precio de referencia internacional de gas natural Henry Hub reflejó una tendencia sumamente incremental en comparación a los reportados en 2020. El precio en febrero de 2021 fue de 5.4 USD/MMBTU, mientras que en el mismo mes del año anterior fue de 1.9 USD/MMBTU, marcando una diferencia porcentual de 184 %; el incremento abrupto del precio spot de gas natural durante febrero de 2021 derivó de las tormentas invernales ocurridas en ese periodo en el sur de Estados Unidos de América, reflejando en el índice de precios de gas natural de México (IPGN) un aumento de gran magnitud de alrededor del 530.3 %.

En 2022, el precio spot de gas natural Henry Hub ha fluctuado entre los 4.4 USD/MMBTU a 8.8 USD/MMBTU, durante el mes de agosto de 2022 se muestra el pico más elevado del precio lo que afecta directamente al índice de precio nacional. El encarecimiento del gas natural durante el 2022 se debe principalmente al déficit de almacenamiento de gas en los Estados Unidos de América como efecto de la invasión Rusia a Ucrania, ya que Rusia limitó las exportaciones de su gas a Europa y por lo tanto, Estados Unidos de América comenzó a satisfacer la demanda europea mediante la exportación de gas natural licuado, lo que ocasionó que sus niveles de inventario se mantuvieran por debajo del promedio como resultado del crecimiento de la demanda la cual superó a la producción.

Por su parte, los precios spot de GNL en Asia y Europa, durante 2022, se mantuvieron en niveles extremadamente altos llegando a picos máximos entre 50 y 70 USD/MMBTU, derivado de los conflictos geopolíticos que surgieron entre Rusia y Ucrania lo que ocasionaron restricciones en el suministro energético hacia la Unión Europea, encareciendo el mercado de transporte de gas natural por buque tanque.



GRÁFICO 2. 34 PRECIOS DE REFERENCIA PARA GAS NATURAL Y GNL.
 (USD/MMBTU)



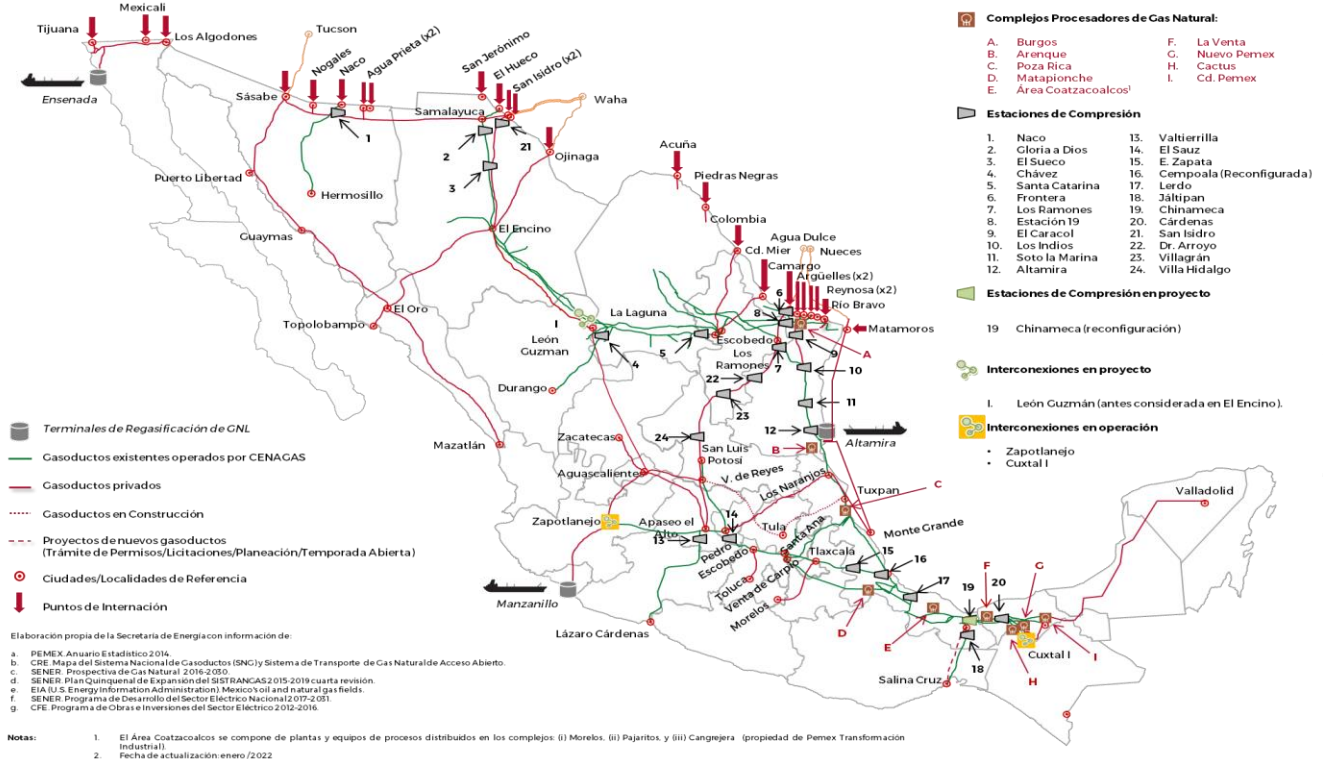
FUENTE: Elaboración propia con Información de la CRE, PEMEX, de la EIA y de Federal Reserve Economic Data.



2.10 INFRAESTRUCTURA NACIONAL PARA LA PRODUCCIÓN Y MANEJO DEL GAS NATURAL

La infraestructura actual de producción y manejo de gas natural consiste en 9 complejos procesadores de gas natural, 24 estaciones de compresión operando y una en proyecto ubicados cada 60 u 80 km a lo largo de un gasoducto, 2 interconexiones en operación y una en proyecto; 3 terminales de regasificación de gas natural licuado con capacidad de regasificación de hasta 2900 MMpcd, las cuales actúan también como terminales de almacenamiento con una capacidad de 920,000 m³. (Gráfico 2.35). En cuanto a la red de gasoductos, hasta agosto de 2022 se contabilizaron 18, 721 km de ductos de transporte de gas (Tabla 2.2).

GRÁFICO 2.35 INFRAESTRUCTURA NACIONAL PARA LA PRODUCCIÓN Y MANEJO DE GAS SECO



FUENTE: SENER.

TABLA 2.2 DUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN OPERACIÓN A AGOSTO DE 2022

Permisario	Permiso	Longitud aproximada (Km)	Capacidad (Mmpcd)	Estatus	Entidades	Tipo de Gasoducto
Kinder Morgan Gas Natural de México, S. de R. L. de C. V.	G/003/TRA/1996	139	700.00	Operando	Nuevo León Tamaulipas	Red Nacional
IEnova Pipelines, S. de R. L. de C. V.	G/016/TRA/1997	38	322.00	Operando	Chihuahua	Red Nacional
Igasamex San José Iturbide, S. de R. L. de C. V.	G/017/TRA/1997	5	12.70	Operando	Guanajuato	Red Nacional
Energía Mayakan, S. de R. L. de C. V.	G/020/TRA/1997	807	280.00	Operando	Campeche Chiapas Tabasco Yucatán	Red Nacional
Tejas Gas de Toluca, S. de R. L. de C. V.	G/028/TRA/1998	175	96.00	Operando	Estado de México Querétaro	Red Nacional
Finsa Energéticos, S. de R. L. de C. V.	G/036/TRA/1998	8	5.80	Operando	Tamaulipas	Red Nacional
Gasoductos del Bajío, S. de R. L. de C. V.	G/045/TRA/1998	204	89.98	Operando	Aguascalientes Guanajuato Jalisco	Red Nacional
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	G/051/TRA/1998	48	940.00	Operando	Baja California	Red Nacional
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	G/100/TRA/2000	302	1434.00	Operando	Baja California	Red Nacional
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	G/125/TRA/2002	13	200.00	Operando	Sonora	Red Nacional
Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V.	G/128/TRA/2002	114	1000.00	Operando	Tamaulipas	Red Nacional
Gasoducto del Río, S. A. de C. V.	G/130/TRA/2002	58	410.00	Operando	Tamaulipas	Red Nacional
Conceptos Energéticos Mexicanos S. de R. L. de C. V.	G/146/TRA/2003	2	9.40	Operando	Baja California	Red Nacional
Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R. L. de C. V.	G/160/TRA/2004	356	919.00	Operando	Hidalgo San Luis Potosí Veracruz Querétaro	Red Nacional
Tarahumara Pipeline, S. de R. L. de C. V.	G/213/TRA/2008	384	850.00	Operando	Chihuahua	Red Nacional
Energía Occidente de México, S. de R. L. de C. V.	G/233/TRA/2009	313	517.00	Operando	Colima Jalisco	Red Nacional
Gasoducto de Morelos, S. A. P. I. de C. V.	G/292/TRA/2012	160	337.00	Operando	Morelos Tlaxcala Puebla	Red Nacional
Gasoductos del Noreste, S. de R. L. De C. V.	G/308/TRA/2013	116	2100.00	Operando	Nuevo León Tamaulipas	Red Nacional
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. "Gasoducto Sonora"	G/311/TRA/2013	865	812.00	Operando	Sinaloa Sonora	Red Nacional
Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (TGNZ)	G/322/TRA/2013	174	38.10	Operando	Aguascalientes Zacatecas	Red Nacional
TAG Pipelines Norte, S. de R. L. de C. V.	G/335/TRA/2014	447	1439.03	Operando	Nuevo León Tamaulipas San Luis Potosí	Red Nacional
Infraestructura Energética Monarca, S. de R.L. de C.V.	G/337/TRA/2014	951	670.00	Operando	Chihuahua Sonora Sinaloa	Red Nacional
TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.	G/340/TRA/2014	291	1429.00	Operando	Guanajuato Querétaro San Luis Potosí	Red Nacional
Arguelles Pipeline, S. de R. L. de C. V.	G/352/TRA/2015	3	220.00	Operando	Tamaulipas	Red Nacional
Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V (Proyecto Linares)	G/12964/TRA/2015	5	146.23	Operando	Nuevo León	Red Nacional
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. "Ojinaga"	G/13309/TRA/2016	221	1356.00	Operando	Chihuahua	Red Nacional
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. "San Isidro"	G/13491/TRA/2016	30	1135.00	Operando	Chihuahua	Red Nacional

FUENTE: Elaboración propia con datos proporcionados por la SSH de la SENER.

Permisionario	Permiso	Longitud aproximada (Km)	Capacidad (Mmpcd)	Estatus	Entidades	Tipo de Gasoducto
Compañía de Gas Natural Santa Rosa, S. de R. L. de C. V.	G/13502/TRA/2016	10	9.00	Operando	Guanajuato	Red Nacional
Transportadora de Gas de Trancoso, S. A. de C. V.	G/13558/TRA/2016	2	2.87	Operando	Zacatecas	Red Nacional
Fermaca Pipeline El Encino, S. de R. L. de C. V.	G/13687/TRA/2016	476	1670.00	Operando	Chihuahua Durango	Red Nacional
Midstream de México S. de R. L. de C. V.	G/19110/TRA/2016	275	630.00	Operando	Nuevo León	Red Nacional
Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. (Ramal Villa de Reyes)	G/19113/TRA/2016	9	276.00	Operando	San Luis Potosí	Red Nacional
Consumidora Industrial de Hidalgo, S. de R. L. de C. V.	G/19156/TRA/2016	4	3.15	Operando	Hidalgo	Red Nacional
Gas Natural del Noroeste "Perote"	G/19166/TRA/2016	1	8.72	Operando	Veracruz	Red Nacional
GN del Valle, S. de R. L. de C. V.	G/19989/TRA/2017	5	5.67	Operando	Guanajuato	Red Nacional
Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. (Mérida)	G/19991/TRA/2017	15	73.45	Operando	Yucatán	Red Nacional
Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. "Centro Logístico"	G/20035/TRA/2017	29	60.17	Operando	Jalisco	Red Nacional
Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. (Ramal Hermosillo)	G/20108/TRA/2017	54	351.70	Operando	Sonora	Red Nacional
Fermaca Pipeline La Laguna, S. de R. L. de C. V.	G/20156/TRA/2017	453	1319.00	Operando	Aguascalientes Durango Zacatecas	Red Nacional
Fermaca Pipeline de Occidente, S. de R. L. de C. V.	G/20157/TRA/2017	389	1016.00	Operando	San Luis Potosí Jalisco Aguascalientes Zacatecas	Red Nacional
Igasamex San José Iturbide, S. de R. L. de C. V. "Atlacmulco"	G/20230/TRA/2017	1	5.20	Operando	Estado de México	Red Nacional
Plantfort, S. A. de C. V.	G/20314/TRA/2017	2	9.03	Operando	Guanajuato	Red Nacional
Carso Gasoducto Norte, S. A. de C. V.	G/20379/TRA/2017	622	889.00	Operando	Chihuahua Sonora	Red Nacional
Infraestructura Marina del Golfo, S. de R. L. de C. V.	G/20481/TRA/2017	771	2600.00	Operando	Tamaulipas Veracruz	Red Nacional
Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. "Papelera Villa de Reyes"	G/20605/TRA/2017	0	162.03	Operando	San Luis Potosí	Red Nacional
Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. "Atonilco"	G/21242/TRA/2018	161	235.89	Operando	Jalisco Michoacán	Red Nacional
Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. "San Juan de los Lagos"	G/21243/TRA/2018	45	78.47	Operando	Jalisco	Red Nacional
Igasamex San José Iturbide, S. de R. L. de C. V. "Aguiles Serdan"	G/21296/TRA/2018	6	23.20	Operando	Chihuahua	Red Nacional
Gasoducto de Zapotlanjeo, S. de R. L. de C. V.	G/21316/TRA/2018	11	280.00	Operando	Jalisco	Red Nacional
Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. "Topolobampo"	G/21421/TRA/2018	19	631.60	Operando	Sinaloa	Red Nacional
Tereftalatos Mexicanos Gas, S. A. de C. V.	G/21422/TRA/2018	4	148.32	Operando	Tamaulipas	Red Nacional
Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. "Apan Hidalgo"	G/21866/TRA/2018	12	159.50	Operando	Hidalgo	Red Nacional
Centro Nacional de Control del Gas Natural (SNG)	G/061/TRA/99	8,778	5176.00	Operando	El SNG cruza a través de 18 entidades federativas: Tabasco, Chiapas, Veracruz, Oaxaca, Tlaxcala, Puebla, Hidalgo, Estado de México, Querétaro, Guanajuato, San Luis Potosí, Jalisco, Michoacán, Durango, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas.	Red Nacional
Centro Nacional de Control del Gas Natural (SNH)	G/059/TRA/99	339	90.00	Operando	Sonora	Red Nacional
TOTAL		18,721.48	33,382.21			

FUENTE: Elaboración propia con datos proporcionados por la SSH de la SENER.

CAPÍTULO TRES. MERCADO PROSPECTIVO DE GAS NATURAL

Los perfiles de demanda nacional de gas natural 2023-2037 a nivel sectorial y regional son propuestos por el Instituto Mexicano del Petróleo, a partir de proyecciones que consideran diversas variables macroeconómicas, las cuales se introducen a los parámetros de proyección para poder pronosticar el comportamiento de la demanda de combustibles como son: el PIB nacional, estatal e industrial, precios de referencia internacional, demandas tendenciales por sector, región y una mayor disponibilidad del energético asociada al desarrollo de nueva infraestructura de transporte y distribución que contempla el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS vigente y sus respectivas revisiones (Gráfico 3.1).

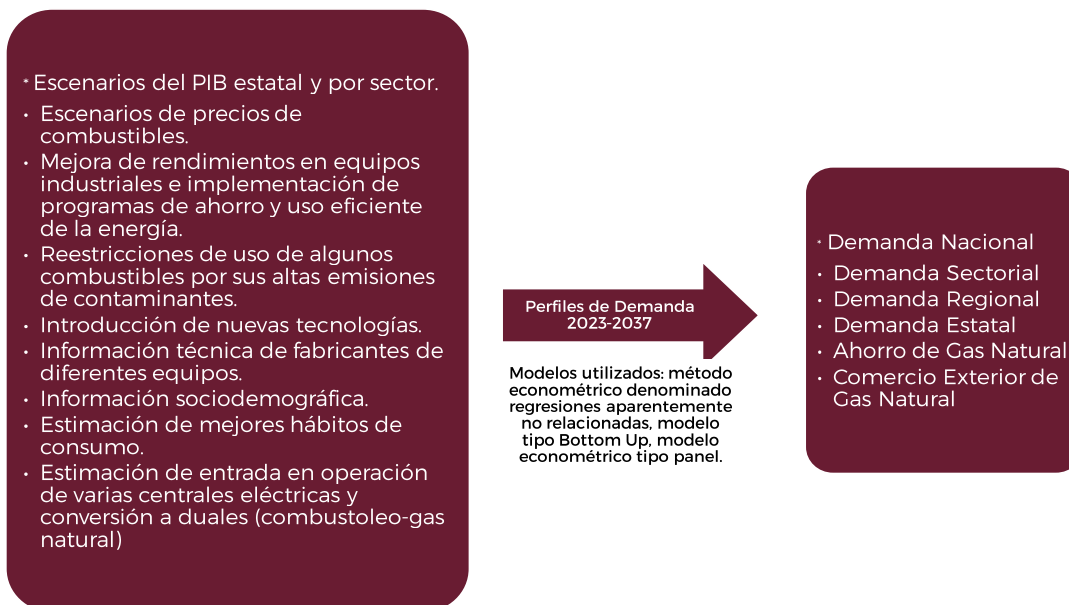
Por su parte, el escenario base de producción de gas natural 2023-2037, se estima en función de la cartera de los proyectos de inversión para la exploración y extracción de hidrocarburos en la cual participan PEMEX y la iniciativa privada y es propuesto por la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos y, la Dirección General de Contratos Petroleros de la SENER; con la asesoría técnica e información estadística que proporcionan la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica (DGE) de la CNH y la Empresa Productiva Subsidiaria PEMEX Exploración y Producción (PEP) (Gráfico 3.2).

De lo anterior se estimó la prospectiva nacional de producción de gas natural para el periodo 2023-2037; este ejercicio resultó del análisis y la observación en el escenario propuesto por PEMEX y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), en atención a los siguientes puntos clave para su definición:

1. Priorizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en tierra y aguas someras, postergando las actividades en aguas profundas.
2. El desarrollo de recursos no convencionales está condicionado a la disponibilidad de nuevas tecnologías que mitiguen los impactos ambientales;
3. Satisfacer la demanda del Sistema Nacional de Refinación (SNR) y reforzar la entrega de gas natural para complejos petroquímicos; y
4. Optimizar el aprovechamiento de los recursos petroleros en el tiempo, con la finalidad de hacer partícipe el potencial de petróleo y gas natural de la Nación en una incorporación de reservas y extracción de hidrocarburos racional, que garantice la satisfacción de la demanda para las generaciones futuras.

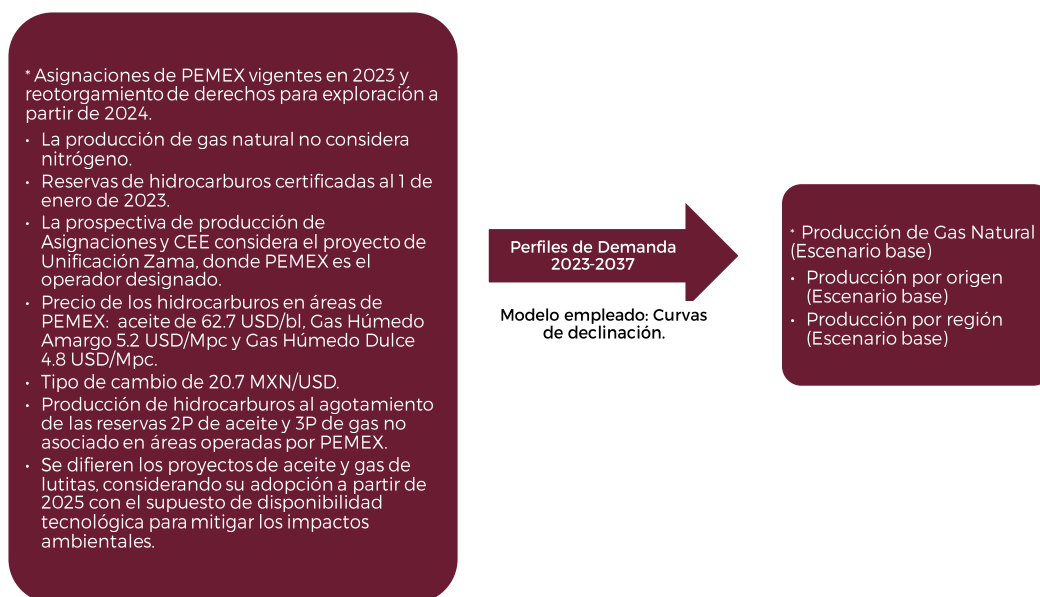


GRÁFICO 3.1 PROCESO DE ELABORACIÓN DE LAS PROYECCIONES DE DEMANDA 2023-2037



FUENTE: Elaboración propia con información del IMP.

GRÁFICO 3.2 PROCESO DE ELABORACIÓN DEL PERFIL DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL 2023-2037



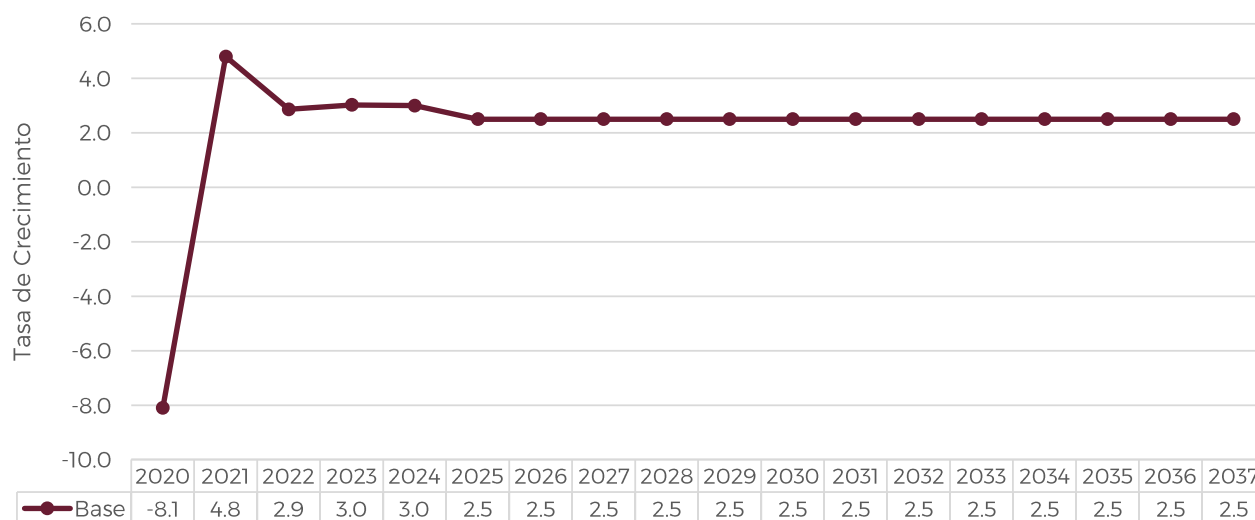
FUENTE: Elaboración propia con de la Subsecretaría de Hidrocarburos de la SENER.



3.1 ESCENARIO MACROECONÓMICO

Como parte de las premisas para el desarrollo del ejercicio de Planeación de la Prospectiva 2023-2037, se consideró un Producto Interno Bruto para el cierre de 2023 con un crecimiento de 3.0 % y se espera que se mantenga en 2024 y posteriormente se reduzca ligeramente a 2.5 % manteniendo esta tendencia a lo largo del período prospectivo. Los crecimientos registrados y las expectativas indican que la recuperación económica y en general la demanda de combustibles tienen un crecimiento en forma de “k”, es decir, la economía mexicana tardará en recuperarse alrededor de 3 años o más para llegar a los niveles registrados antes de la pandemia del COVID-19.

GRÁFICO 3.3 PRODUCTO INTERNO BRUTO, 2020-2037.



FUENTE: Elaboración propia con información del IMP.

3.2 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL

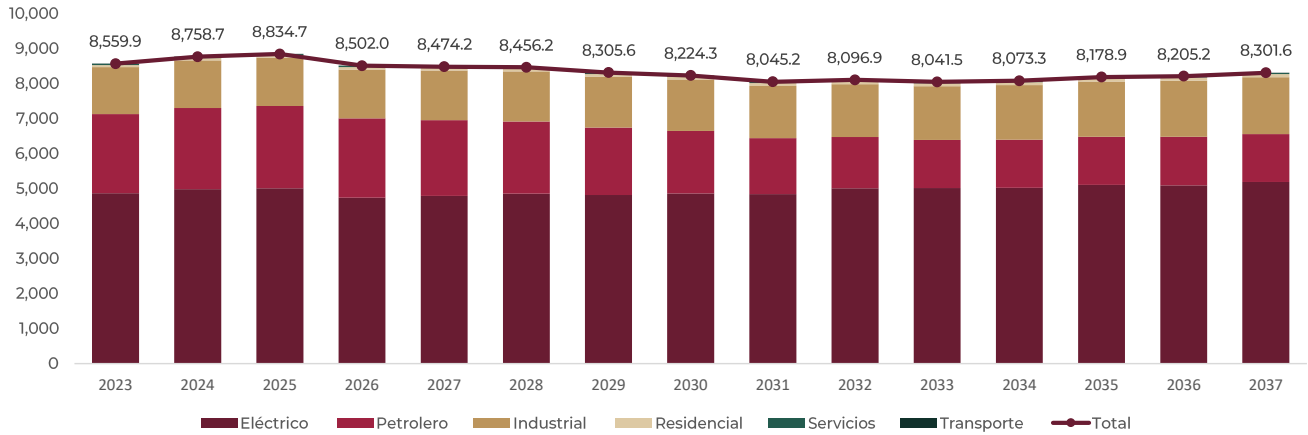
Se estima que en 2037 la demanda de gas natural sea de 8,301.6 MMpcd, lo que significa que ésta se mantenga con mínimas variaciones reflejando una disminución porcentual de 3.0 % respecto a 2023 (Gráfico 3.4).

El sector eléctrico continuará liderando la demanda nacional de gas natural, derivado del continuo aprovechamiento de gas natural en la generación eléctrica mediante la operación de varias centrales de ciclo combinado y turbogás.

El sector industrial será el segundo consumidor potencial de gas natural, seguido del sector petrolero, mientras que los sectores: residencial, servicios y autotransporte incrementarán paulatinamente el consumo del combustible en medida de la creciente disponibilidad del energético en cada zona geográfica de distribución.



GRÁFICO 3. 4 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL, 2023-2037
(MMPCD)



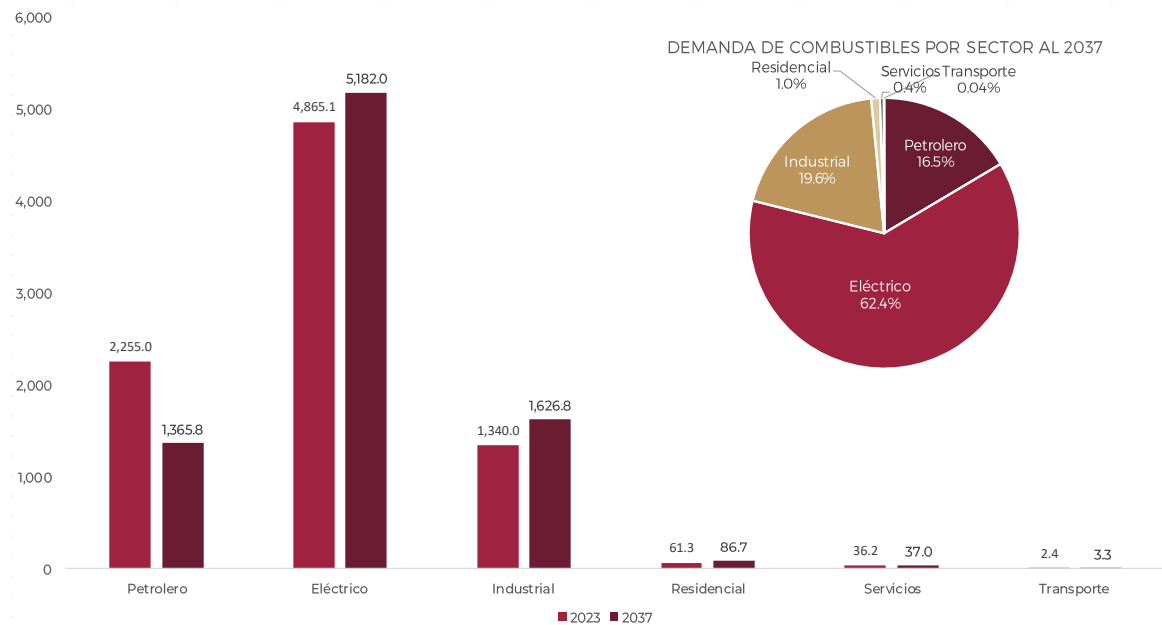
Nota: Factor de conversión a Mbdpce 0.173.
FUENTE: Elaboración propia con información del IMP.



3.3 DEMANDA SECTORIAL DE GAS NATURAL

Se prevé que en 2037, el sector eléctrico consuma el 62.4 % de la demanda total de gas natural, lo que corresponderá a un volumen de 5,182.0 MMpcd, significando un incremento porcentual de 6.5 % respecto a 2023, le siguen los sectores industrial con un volumen estimado hacia 2037 de 1,626.8 MMpcd y un aumento porcentual de 21.4 % respecto a 2023; el sector petrolero presentará una demanda de 1,365.8 MMpcd en 2037 y una disminución de 39.4 % en relación a 2023; y finalmente los sectores residencial, servicios y autotransporte con demandas de 86.7, 37.0 y 3.3 MMpcd e incrementos porcentuales de 41.5 %, 2.2 % y 39.4 % respectivamente. (Gráfico 3.5).

GRÁFICO 3.5 DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2023 y 2037 (MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con información del IMP.



3.3.1 Sector Eléctrico³²

Se espera que, dentro de los próximos 15 años, el consumo de combustibles fósiles en el sector eléctrico sea de 5,737.8 MMpcdgne, lo que representará un incremento de 1.4 % respecto a 2023 (Gráfico 3.6 y Tabla 3.1).

El gas natural liderará la demanda de la matriz de combustibles del sector eléctrico, se estima que su consumo dentro del sector eléctrico ascienda a 5,182.0 MMpcdgne en 2037, presentando un moderado incremento de 6.5 % respecto al 2023. El moderado incremento del gas natural dentro de este sector es el resultado del plan por diversificar la matriz energética de este sector para que no recaiga únicamente en tecnologías de ciclo combinado o turbogás, las cuales usan gas natural como combustible, como ejemplo está el Plan Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas, el cual tiene el propósito de aumentar el porcentaje de generación de electricidad con tecnologías diferentes a ciclo combinado. El Plan, mismo que se lleva a cabo por instrucción presidencial pretende rescatar a las plantas generadoras que han disminuido su confiabilidad y la vida útil de sus equipos principales, con la finalidad de que se les incremente por 50 años más su vida útil, aprovechando su infraestructura civil existente; con lo que se logra mayor generación de energía limpia y confiable para fortalecer al Sistema Eléctrico Nacional. Las primeras centrales para modernizar son las siguientes: Angostura, Humaya, Infiernillo, Mazatepec, Malpaso, Peñitas, El Caracol, Zimapán y La Villita, con esta mejora en el parque de hidroeléctricas se incrementará en 248 MW la capacidad de esta tecnología, con una generación anual estimada de 1,754 giga watts-hora (GWh)³³.

El segundo combustible más empleado en este sector al 2037, será el combustóleo, mismo que presentará una disminución porcentual de 30.7 %, pasando de 517.9 MMpcdgne en 2023 a 358.9 MMpcdgne en 2037, la disminución de este combustible también se verá afectada por el incremento de la generación eléctrica con energías limpias y renovables.

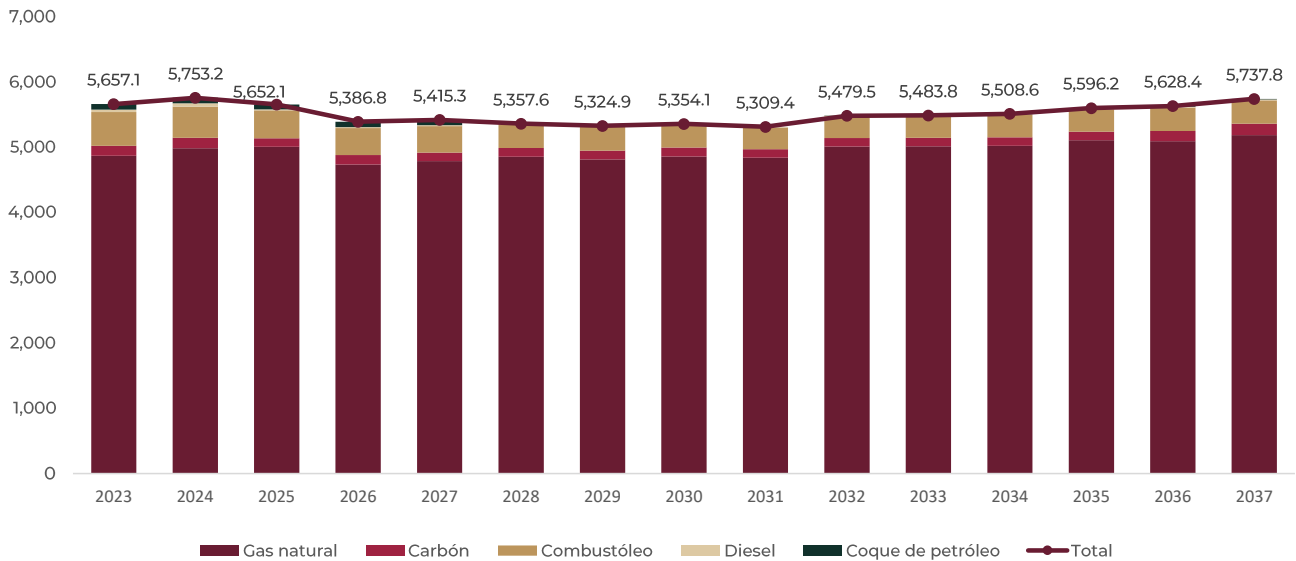
El uso de carbón aumentará 14.0 %, pasando de 153.2 MMpcdgne en 2023 a 174.7 MMpcdgne en 2037, para cubrir la demanda eléctrica en horas pico en tecnologías de combustión interna fijas y móviles.

La generación eléctrica a partir de la utilización de diésel pasará de 37.4 MMpcdgne en 2023 a 13.8 MMpcdgne en 2037, mostrando una reducción de 63.0 %, ya que la generación de electricidad a partir de este energético muestra poca relevancia en este sector y solo se empleará en la demanda de horas críticas en tecnologías como la combustión interna y como complemento de otros energéticos como el carbón y gas natural. Finalmente, la demanda de coque de petróleo se reducirá en 90.0 % al final del periodo de estudio y este se empleará únicamente para generar electricidad en actividades relacionadas a la industria del cemento y la minería.

³² Los consumos de combustibles del sector eléctrico se calcularon a partir de la información del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036 (PRODESEN).

³³ CFE. Boletín de Prensa. "CFE CELEBRA CONTRATO PARA REPOTENCIAR Y MODERNIZAR CENTRALES HIDROELÉCTRICAS". 3 de diciembre de 2021.



GRÁFICO 3.6 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2023-2037
 (MMPCDGNE)


FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA 3.1 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2023-2037

Año	Carbón	Combustóleo	Diesel	Coque de petróleo	Gas natural	Total
	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCD	MMPCDGNE
2023	153.2	517.9	37.4	83.6	4,865.1	5,657.1
2024	159.5	476.3	54.4	83.3	4,979.7	5,753.2
2025	133.4	424.5	15.0	77.4	5,001.8	5,652.1
2026	144.2	412.4	13.2	83.6	4,733.4	5,386.8
2027	131.6	405.8	13.2	80.7	4,784.1	5,415.3
2028	131.2	362.3	11.4	0.7	4,851.9	5,357.6
2029	131.6	368.6	11.5	2.2	4,811.1	5,324.9
2030	135.5	351.4	11.5	0.5	4,855.1	5,354.1
2031	131.5	331.0	11.1	0.0	4,835.7	5,309.4
2032	131.2	329.7	11.1	0.0	5,007.5	5,479.5
2033	131.5	329.6	11.5	0.8	5,010.4	5,483.8
2034	131.5	341.7	12.4	4.9	5,018.1	5,508.6
2035	131.5	344.3	14.7	3.6	5,102.2	5,596.2
2036	158.4	357.5	13.5	11.0	5,088.1	5,628.4
2037	174.7	358.9	13.8	8.3	5,182.0	5,737.8
tmca	0.9	-2.6	-6.9	-15.2	0.5	0.1

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

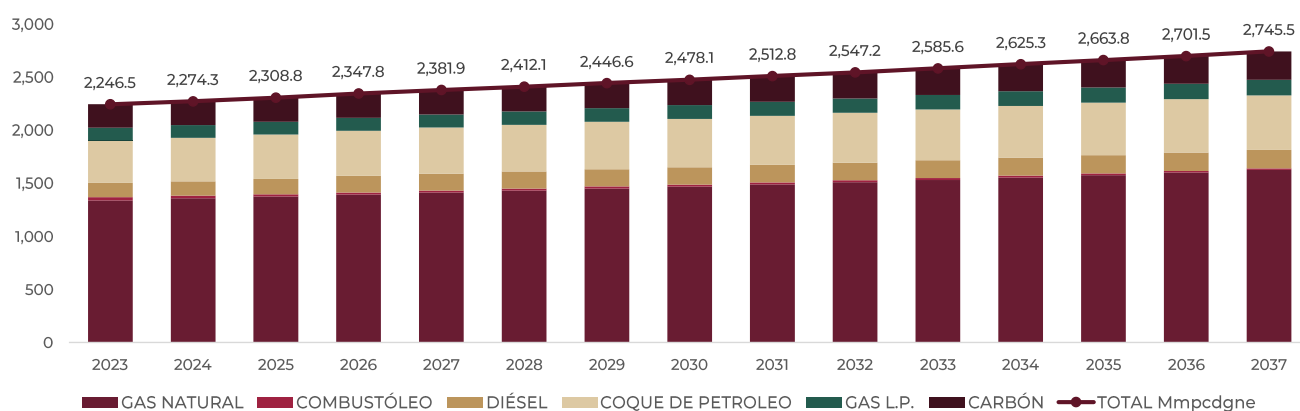


3.3.2 Sector Industrial

Se estima que la demanda de combustibles del sector industrial crezca a un promedio de 1.4 % anual, pasando de 2,246.5 MMpcdgne en 2023 a 2,745.5 MMpcdgne en 2037 (Gráfico 3.7 y Tabla 3.2).

- Todos los combustibles a excepción del combustóleo incrementarán su demanda durante el periodo de proyección, se estima que el consumo de combustóleo se reduzca en 48.7 % hacia el 2037, como resultado de las restricciones ambientales para su uso, ya que provoca altas contaminaciones al medio ambiente en comparación con otros combustibles.
- El gas natural continuará liderando la matriz energética del sector industrial y tendrá un incremento porcentual de 21.4 %, derivado de una mayor disponibilidad del energético gracias al desarrollo de la infraestructura de gasoductos en el país y de nuevas zonas de distribución y desarrollos industriales, aunado a la preferencia del combustible por sus precios relativamente bajos.
- El coque de petróleo continuará siendo el segundo combustible más empleado en este sector, tendrá un incremento de 28.3 %, pasando de 400.2 MMpcdgne en 2023 a 513.5 MMpcdgne en 2037, este energético seguirá siendo el principal combustible de la industria cementera, los mayores consumos se registrarán en los estados de Hidalgo, Puebla, San Luis Potosí y Sonora
- El carbón tendrá un incremento de 20.2 % y se continuará empleando en la industria metalúrgica en los estados de Coahuila, Michoacán y Nuevo León.
- Finalmente, el consumo de diésel en el sector industrial crecerá en 30.0 % y la demanda de gas L.P. incrementará en 23.5 %.

GRÁFICO 3.7 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2023-2037
(MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



TABLA 3.2 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2023-2037

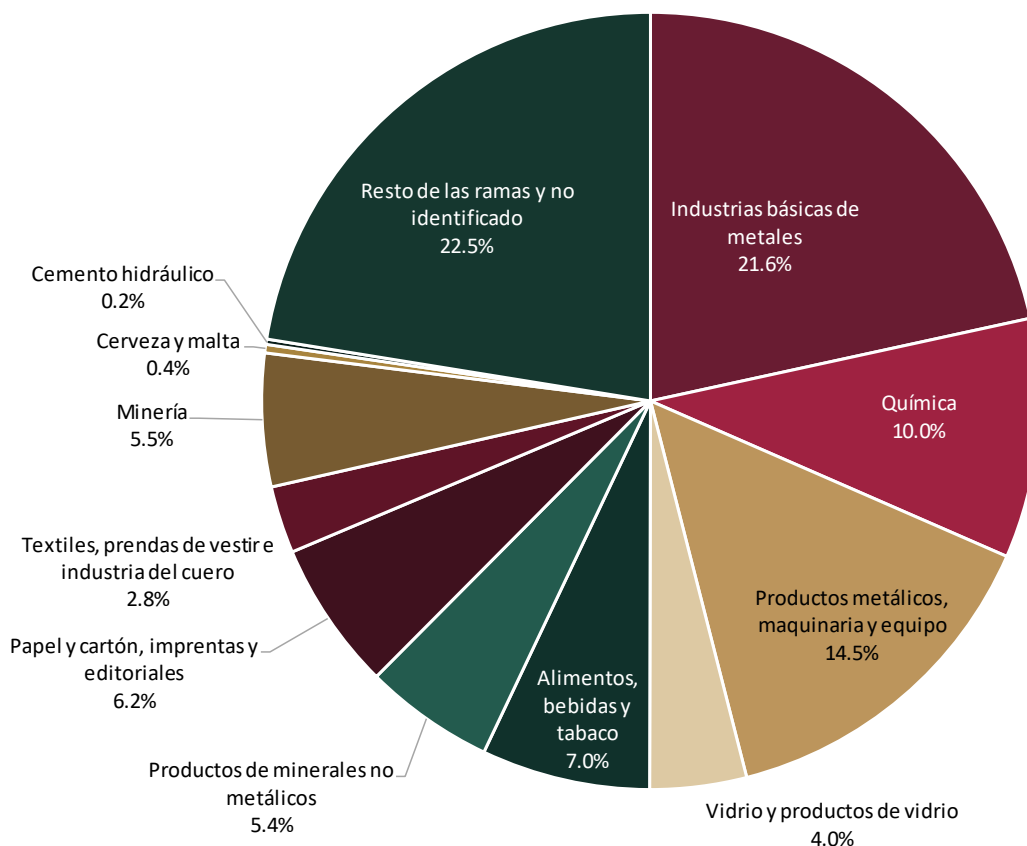
AÑO	GAS NATURAL	COMBUSTÓLEO	DIÉSEL	COQUE DE PETROLEO	GAS L.P.	CARBÓN	TOTAL
	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCD	MMPCDGNE	
2023	1,340.0	29.7	134.4	400.2	119.9	222.3	2,246.5
2024	1,360.5	24.3	135.1	410.3	120.1	224.0	2,274.3
2025	1,377.5	20.5	144.9	418.5	120.7	226.7	2,308.8
2026	1,394.8	19.4	156.5	425.9	122.2	229.0	2,347.8
2027	1,413.8	19.3	160.0	433.4	123.8	231.6	2,381.9
2028	1,432.3	19.9	161.2	439.3	125.7	233.8	2,412.1
2029	1,451.6	19.7	162.4	447.8	127.7	237.5	2,446.6
2030	1,469.0	20.4	163.6	455.0	129.9	240.2	2,478.1
2031	1,489.7	19.9	164.9	462.4	132.2	243.6	2,512.8
2032	1,511.0	19.0	166.2	469.6	134.6	246.8	2,547.2
2033	1,532.9	17.7	167.7	479.1	137.1	251.1	2,585.6
2034	1,555.4	18.0	169.4	487.9	139.7	255.0	2,625.3
2035	1,578.5	16.8	171.0	496.1	142.3	259.0	2,663.8
2036	1,602.3	15.2	172.9	503.5	145.1	262.4	2,701.5
2037	1,626.8	15.2	174.7	513.5	148.0	267.3	2,745.5
tmca	1.4	-4.7	1.9	1.8	1.5	1.3	1.4

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



La demanda de gas natural en el sector industrial 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 (SCIAN), en la cual se estima que hacia el 2037 la rama de las industrias básicas y de los metales lidere la demanda del combustible con una participación de 21.6 % (Grafico 3.8).

GRÁFICO 3. 8 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR GRUPO DE RAMAS EN 2037 (PORCENTAJE)



Nota: 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: Elaboración propia con Información del IMP.

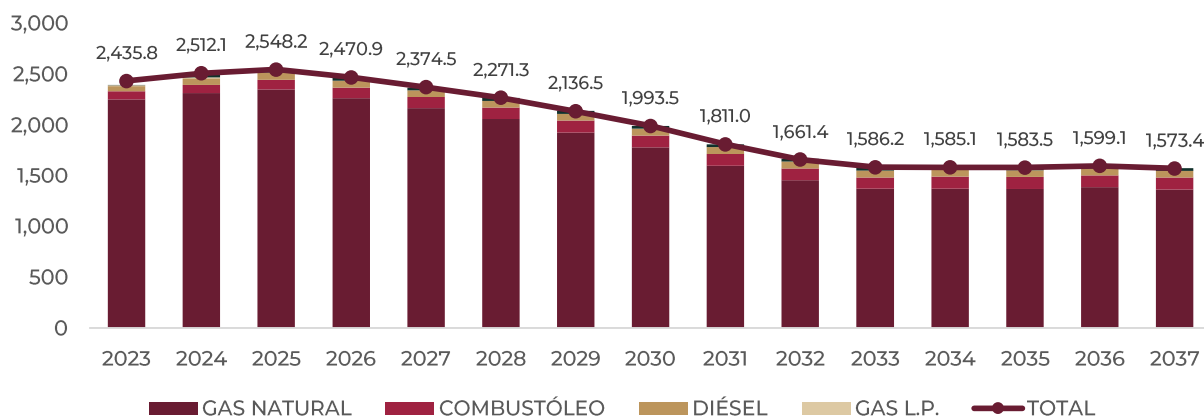


3.3.3 Sector Petrolero³⁴

Se pronostica que, en 2037, el sector petrolero consuma un volumen de 1,573.4 MMpcdgne de combustibles fósiles lo que reflejará una disminución de 35.4 % respecto a 2023 (Gráfico 3.9 y Tabla 3.3) como resultado de las expectativas moderadas de oferta nacional de hidrocarburos para los siguientes 15 años, por lo que se requerirá menor volumen de combustibles en las actividades de exploración, producción y procesamiento del sector petrolero.

- La demanda de gas natural en este sector disminuirá en 39.4 %, pasando de 2,255.0 MMpcd en 2023 a 1,365.8 MMpcd en 2037, este combustible continuará siendo el más empleado en el sector petrolero con una participación de 86.8 % al final del periodo de estudio. (Gráfico 3.10)
- Se estima que, del consumo total de gas natural proyectado hacia el 2037, el 44.6 % se emplee en los procesos de transformación industrial, 50.6 % en exploración y producción, 4.7 % se utilice como venta entre las filiales de PEMEX y un mínimo de 0.02 % se emplee como combustible dentro de algunos procesos de calefacción del corporativo (Gráfico 3.11).

GRÁFICO 3.9 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR PETROLERO, 2023-2037.
(MMPCDGNE)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

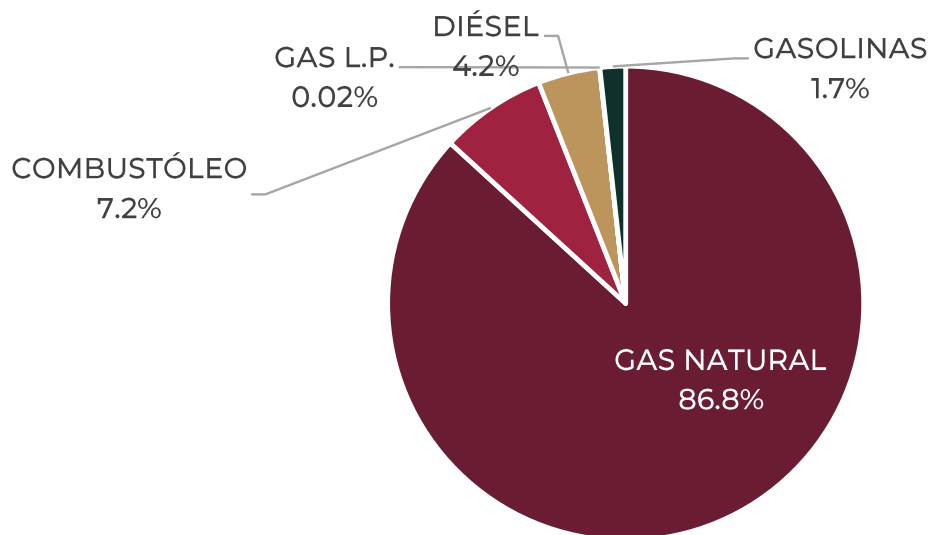
³⁴ La estimación de la demanda de combustibles en el sector petrolero no incluye el consumo de productores privados debido a la indisponibilidad de la información.

TABLA 3.3 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR PETROLERO, 2023-2037.

AÑO	GAS NATURAL	COMBUSTÓLEO	DIÉSEL	GAS L.P.	GASOLINAS	TOTAL
	MMPCD	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE
2023	2,255.0	79.1	66.3	8.1	27.3	2,435.8
2024	2,316.1	97.7	66.3	4.8	27.3	2,512.1
2025	2,350.5	103.4	66.3	0.9	27.3	2,548.2
2026	2,266.5	110.2	66.3	0.7	27.3	2,470.9
2027	2,166.2	114.1	66.3	0.6	27.3	2,374.5
2028	2,059.3	117.9	66.3	0.5	27.3	2,271.3
2029	1,927.7	114.8	66.3	0.4	27.3	2,136.5
2030	1,782.7	116.9	66.3	0.3	27.3	1,993.5
2031	1,600.1	117.1	66.3	0.3	27.2	1,811.0
2032	1,456.8	110.8	66.3	0.3	27.3	1,661.4
2033	1,374.8	117.7	66.3	0.3	27.2	1,586.2
2034	1,374.9	116.4	66.3	0.3	27.2	1,585.1
2035	1,372.2	117.5	66.3	0.3	27.2	1,583.5
2036	1,388.3	116.9	66.3	0.3	27.3	1,599.1
2037	1,365.8	113.7	66.3	0.3	27.3	1,573.4
tmca	-3.5	2.6	0.0	-21.3	0.0	-3.1

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

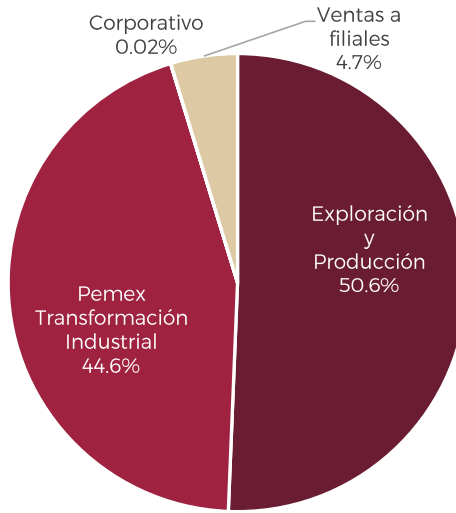
GRÁFICO 3.10 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR PETROLERO AL 2037.
(PORCENTAJE)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



GRÁFICO 3. 11 DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR PETROLERO, 2037.
(PORCENTAJE)



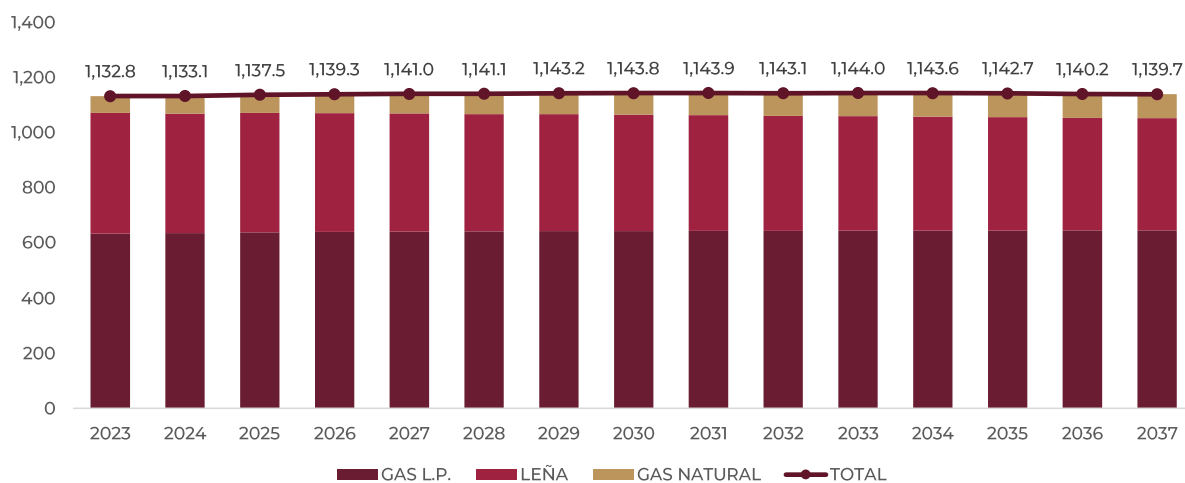
FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

3.3.4 Sector Residencial

Se estima que, en 2037 la demanda de combustibles en el sector residencial presente un mínimo aumento de 0.6 % respecto a 2023, al pasar de 1,132.8 MMpcdgne a 1,139.7 MMpcdgne como resultado de la incorporación 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 este sector (Gráfico 3.12 y Tabla 3.4).

- El gas L.P. continuará liderando la matriz energética de combustibles de este sector con una participación de 56.7 % (Gráfico 3.13) su consumo presentará un moderado aumento de 1.8 %, pasando de 633.2 MMpcdgne en 2023 a 645.7 MMpcdgne en 2037.
- El uso de leña disminuirá en 6.8 %, pasando de 437.3 MMpcdgne en 2023 a 407.3 MMpcdgne en 2037, asociado al aumento de la urbanización de las actuales localidades rurales, lo que permitirá el acceso a otros combustibles.
- Finalmente, se estima que el consumo de gas natural incremente en 41.5 % pasando de 61.3 MMpcdgne a 86.7 MMpcdgne asociado a la estimación de mayor cobertura de zonas de distribución del combustible.

GRÁFICO 3.12 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2023-2037.
(MMPCDGN)

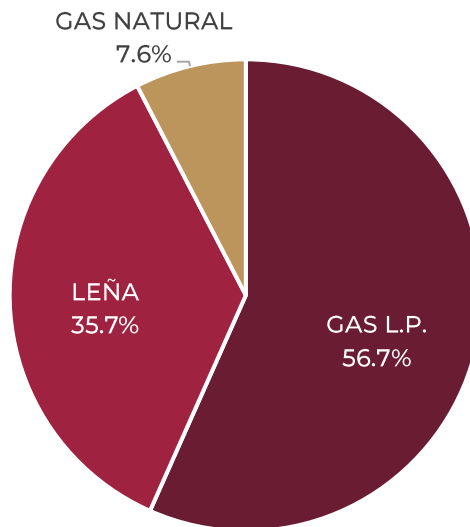


FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



TABLA 3. 4 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2023-2037.

AÑO	GAS L.P.	LEÑA	GAS NATURAL	TOTAL
	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCD	MMPCDGNE
2023	634.2	437.3	61.3	1,132.8
2024	635.4	434.0	63.7	1,133.1
2025	638.3	433.1	66.2	1,137.5
2026	639.9	431.0	68.4	1,139.3
2027	641.0	428.9	71.1	1,141.0
2028	641.8	425.6	73.7	1,141.1
2029	642.5	424.6	76.0	1,143.2
2030	643.1	422.5	78.1	1,143.8
2031	643.6	420.1	80.1	1,143.9
2032	644.0	417.1	82.0	1,143.1
2033	644.4	415.9	83.7	1,144.0
2034	644.8	413.7	85.1	1,143.6
2035	645.1	411.5	86.0	1,142.7
2036	645.4	408.4	86.4	1,140.2
2037	645.7	407.3	86.7	1,139.7
tmca	0.1	-0.5	2.5	0.0

 GRÁFICO 3. 13 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2037.
 (PORCENTAJE)


FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

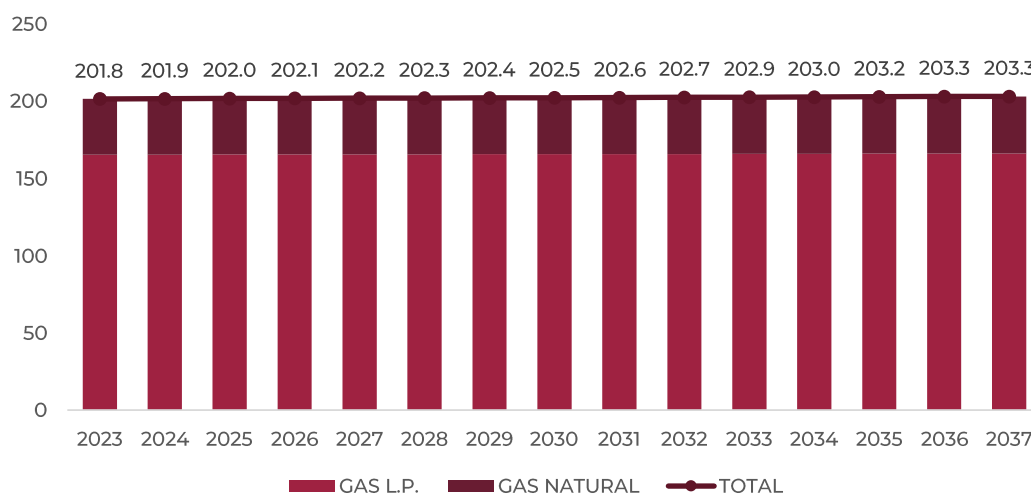


3.3.5 Sector Servicios³⁵

Se estima que, en 2037 el consumo de combustibles en el sector servicios sea de 203.3 MMpcdgne, manteniendo una demanda casi constante a lo largo del periodo de estudio. (Gráfico 3.14 y Tabla 3.5).

- El gas natural aumentará en 2.2 %, pasando de 36.2 MMpcd a 37.0 MMpcd asociado a la mayor cobertura de zonas de distribución del combustible y a la preferencia del combustible por su menor costo.
- El uso de gas L.P. incrementará únicamente en 0.5 %, pasando de 165.6 MMpcdgne en 2023 a 166.4 MMpcdgne en 2037 y continuará liderando la demanda de combustibles empleados en este sector, reflejando una participación de 81.8 % hacia 2037 (Gráfico 3.15).

GRÁFICO 3.14 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2023-2037.
(MMPCDGNE)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

³⁵ El consumo de leña del sector servicios se sumó al sector residencial.

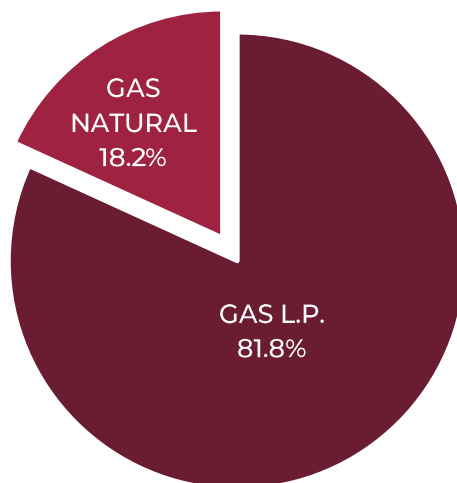


TABLA 3.5 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2023-2037.

AÑO	GAS L.P.	GAS NATURAL	TOTAL
	MMPCDGNE	MMPCD	MMPCDGNE
2023	165.6	36.2	201.8
2024	165.7	36.2	201.9
2025	165.7	36.3	202.0
2026	165.8	36.3	202.1
2027	165.8	36.4	202.2
2028	165.9	36.5	202.3
2029	165.9	36.5	202.4
2030	165.9	36.6	202.5
2031	166.0	36.6	202.6
2032	166.1	36.7	202.7
2033	166.1	36.7	202.9
2034	166.2	36.8	203.0
2035	166.3	36.9	203.2
2036	166.4	36.9	203.3
2037	166.4	37.0	203.3
tmca	0.0	0.2	0.1

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

GRÁFICO 3.15 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS AL 2037. (PORCENTAJE)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

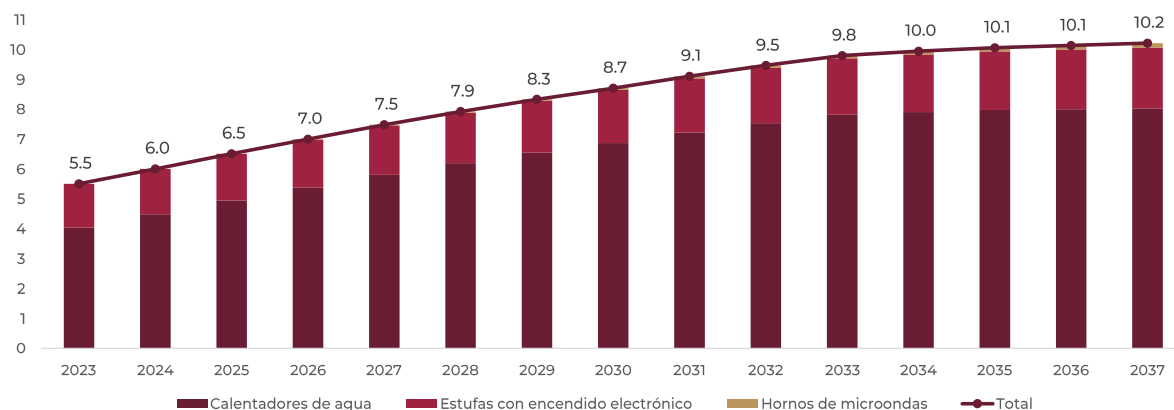


3.3.6 Ahorro de Gas Natural en los sectores Residencial y Servicios

Se estima que para el 2037 el ahorro de gas natural dentro de los sectores residencial y servicios sea de 10.2 MMpcd, presentando un incremento significativo de 85.4 % respecto a 2023, como resultado de la mejora en la eficiencia de calentadores de agua, estufas con encendido eléctrico y hornos de microondas (Gráfico 3.16).

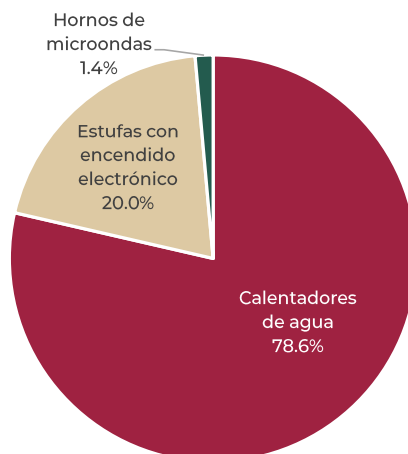
Del volumen total estimado en el ahorro de gas natural al final del periodo de estudio, la eficiencia de calentadores de agua contribuirá con el 78.6 %, seguido del ahorro por encendido electrónico de las estufas con 20.0 %, y finalmente el ahorro derivado de la incorporación de hornos de microondas con una participación de 1.4 % (Gráfico 3.17).

GRÁFICO 3.16 AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS, 2023-2037. (MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

GRÁFICO 3.17 AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS AL 2037. (PORCENTAJE)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



3.3.7 Sector Autotransporte

Se estima que la demanda de combustibles fósiles (gasolina, diésel, gas L.P. y gas natural comprimido) hacia el 2037 del sector autotransporte será de 6,306.2 MMpcdgne, presentando un incremento de 8.2 % respecto a 2023 (Gráfico 3.18 y Tabla 3.6).

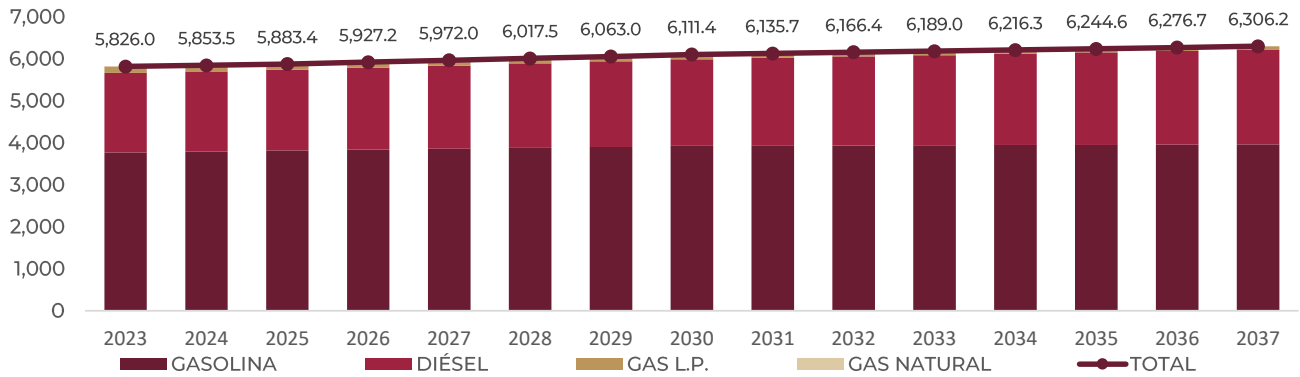
- La gasolina continuará siendo el principal combustible de consumo en el sector autotransporte, pasará de 3,776.5 MMpcdgne en 2023 a 3,965.9 MMpcdgne en 2037, presentando un incremento moderado de 5.0 % derivado de una mayor penetración de vehículos eléctricos e híbridos, así como la mejora en rendimientos vehiculares, aunado a la estimación de la disminución en la importación de vehículos usados.
- Por su parte el diésel, tendrá un crecimiento de 19.2 %, pasando de 1,896.6 MMpcdgne a 2,260.8 MMpcdgne, el incremento estará asociado a los supuestos de crecimiento demográfico y económico que permitirán la entrada de un mayor volumen de camiones ligeros, pesados y de transporte público.
- Se estima, que en 2037 se incremente el consumo de gas natural comprimido, pasando de 2.4 a 3.3 MMpcd, como efecto de una mayor red de distribución del combustible.
- Finalmente, el gas L.P., resentirá la competencia de las nuevas tecnologías que comienzan a hacerse más atractivas por efecto de reducción de costos, por lo que reducirá su demanda en 49.4 %, pasando de 150.6 MMpcdgne a 76.2 MMpcdgne.

Un aspecto importante en el desarrollo del sector autotransporte es la introducción de nuevas tecnologías, efecto que se verá reflejado a largo plazo en la composición del parque vehicular. Se estima que al 2037 el parque vehicular total llegue a 51.5 millones de unidades, siendo el parque a gasolina el de mayor presencia, seguido de las tecnologías híbridas, diésel, el parque eléctrico, gas L.P. y finalmente gas natural comprimido (Gráfico 3.19).

- El parque vehicular a gasolina, el cual incluye motocicletas y vehículos híbridos crecerá en 12.4 %, pasando de 42.6 millones de unidades en 2023 a 47.8 millones de unidades en 2037.
- El parque vehicular a diésel, el cual incluye al Metrobús, presentará un crecimiento porcentual de 53.6 % pasando de 0.8 millones de unidades a 1.2 millones de unidades.
- En el caso de los vehículos híbridos, se espera que al final del periodo de estudio se tenga una flota de 1.5 millones, por su parte el parque de vehículos eléctricos será de 0.7 millones de vehículos hacia 2037. Se considera que existen grandes expectativas de crecimiento de estas dos últimas categorías, por lo que integrantes del sector automotriz, CFE y organizaciones como AMIA, están llevando a cabo importantes acciones que permitan promover en México este tipo de tecnología.
- Finalmente, los autos que emplean gas natural comprimido tendrán un crecimiento de 10.3 % 2037, mientras que el parque a gas L.P. se reducirá en 9.6 %.



GRÁFICO 3. 18 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2023-2037.
 (MMPCDGNE)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

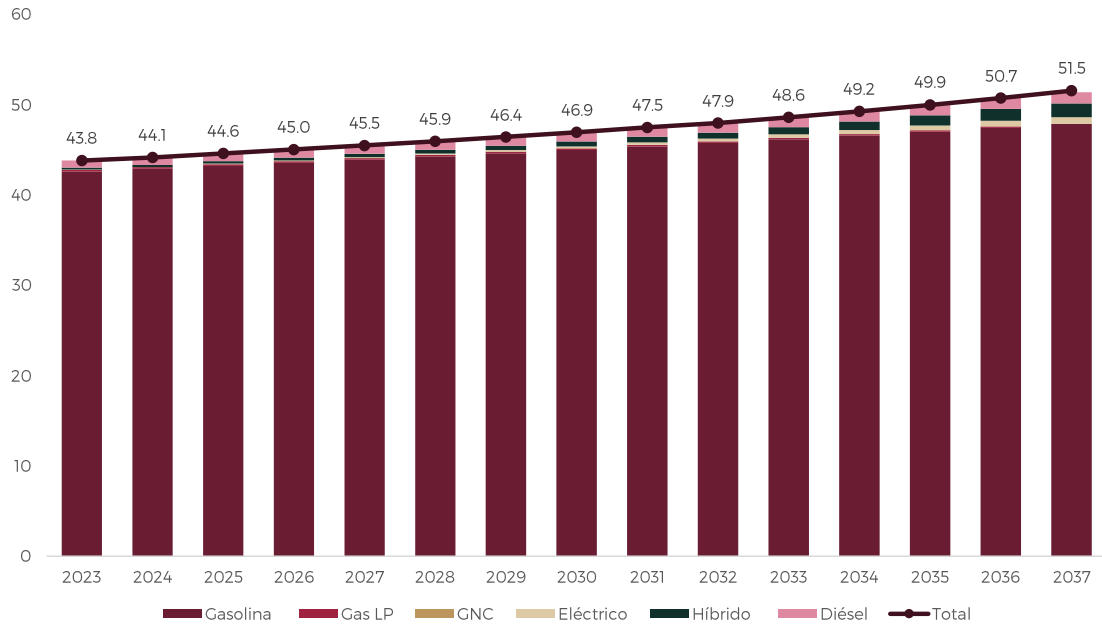
TABLA 3. 6 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2023-2037.

AÑO	GASOLINA	DIÉSEL	GAS L.P.	GAS NATURAL	TOTAL
	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCD	MMPCDGNE
2023	3,776.5	1,896.6	150.6	2.4	5,826.0
2024	3,797.2	1,911.4	142.5	2.4	5,853.5
2025	3,819.1	1,926.3	135.5	2.5	5,883.4
2026	3,841.1	1,954.1	129.5	2.5	5,927.2
2027	3,863.2	1,981.9	124.4	2.6	5,972.0
2028	3,885.4	2,009.7	119.8	2.7	6,017.5
2029	3,907.8	2,037.6	115.0	2.7	6,063.0
2030	3,933.0	2,065.4	110.2	2.8	6,111.4
2031	3,935.4	2,092.1	105.4	2.8	6,135.7
2032	3,942.4	2,121.2	99.9	2.9	6,166.4
2033	3,945.3	2,148.1	92.6	3.0	6,189.0
2034	3,950.0	2,176.0	87.2	3.1	6,216.3
2035	3,954.7	2,203.9	82.8	3.1	6,244.6
2036	3,961.2	2,232.9	79.4	3.2	6,276.7
2037	3,965.9	2,260.8	76.2	3.3	6,306.2
tmca	0.4	1.3	-4.8	2.4	0.6

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



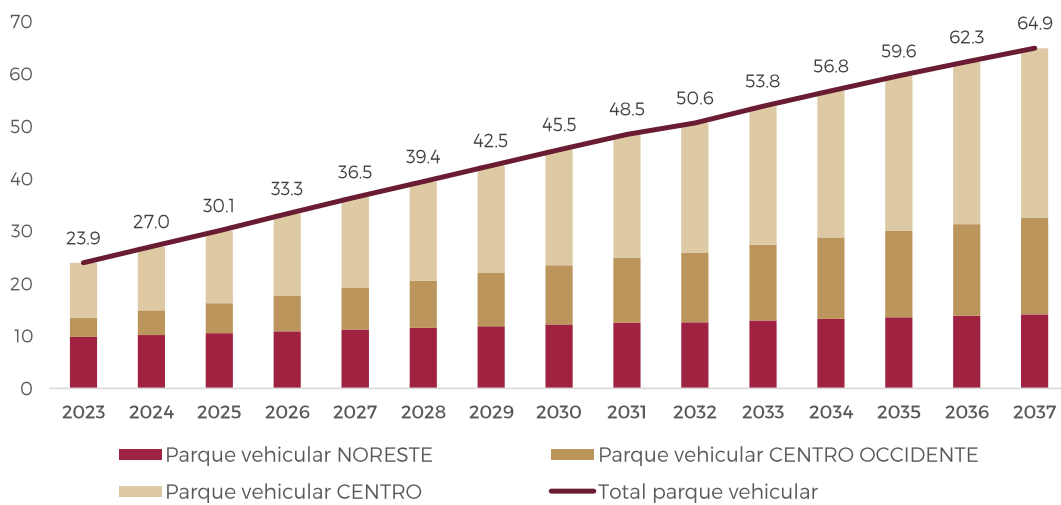
GRÁFICO 3.19 PARQUE VEHICULAR POR TIPO DE ENERGÉTICO, 2023-2037
 (UNIDADES)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

Respecto al parque vehicular a gas natural comprimido, se estima que para 2037 se encuentren en circulación 64.9 miles de unidades, las cuales se concentraran principalmente en la región centro que incluye al Estado de México, Hidalgo, Puebla Morelos, Tlaxcala y Ciudad de México (Gráfico 3.20).

GRÁFICO 3.20 PARQUE VEHÍCULAR A GAS NATURAL COMPRIMIDO POR REGIÓN, 2023-2037
 (MILES DE UNIDADES)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



3.4 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 2037, la región Noreste será la que lidere el consumo regional del energético (asociado a la actividad industrial) alcanzando un volumen de 2,881.5 MMpcd seguido de la región Sur-Sureste con 1,792.7 MMpcd, Centro-Occidente con 1,575.9, y Noroeste con 1,143, finalmente la región Centro con 908 MMpcd (Gráfico 3.21).

GRÁFICO 3. 21 CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL POR REGIÓN AL 2037 (MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



3.5 PRODUCCIÓN PROSPECTIVA DE GAS NATURAL

El escenario Base de producción de Gas Natural que se aborda en la presente sección contempla un horizonte de planeación de 15 años y es el resultado del trabajo en conjunto de la Dirección General de Planeación e Información Energéticas, la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, con la asesoría técnica e información estadística que proporcionan la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Empresa Productiva Subsidiaria PEMEX Exploración y Producción (PEP).

A requerimiento de la SENER, PEMEX y CNH proporcionaron a la dependencia información de prospectivas de producción de petróleo crudo, condensados y gas natural por cada Asignación y Contrato de Exploración y Extracción (CEE), de tal manera que la SENER cuente con la posibilidad de determinar el portafolio de proyectos que requiere la Nación para satisfacer las necesidades del SNR y exportación de petróleo en apego a la política pública de la administración del Gobierno de la República.

Las estimaciones de las prospectivas de producción de hidrocarburos fueron obtenidas con información relacionada a las reservas de hidrocarburos certificadas al 1 de enero de 2023, así como a la evaluación de los recursos prospectivos.

Para el escenario Base, la SENER tomó información de PEMEX para cada una de las áreas en donde la empresa participa como operador o socio, considerando la estimación de la Empresa Productiva del Estado respecto de la producción para sí como para sus respectivos socios (donde aplica).

En el caso de CEE operados por la iniciativa privada, la SENER tomó en consideración la información correspondiente a planes y programas aprobados, así como de estimaciones de la CNH en el caso que aún no se contase con planes propuestos para las áreas contractuales, debido a que las prospectivas de producción entregadas por PEMEX y CNH fueron elaboradas de conformidad con los planes de negocios de las empresas, planes aprobados o estimaciones sobre los recursos petroleros, la determinación de las prospectivas de SENER requirió de seleccionar los elementos que participarían en el escenario:

1. El análisis del escenario debería considerar las Asignaciones y CEE vigentes, contemplando los derechos otorgados a cada una de estas unidades administrativas.
2. Revisión del comportamiento de la estimación prospectiva de producción y unidad administrativa, para determinar el desempeño de las respectivas carteras de proyectos en función de la asignación presupuestal (aplica para áreas de PEMEX) o consideraciones de certidumbre para obtención de éxito comercial (aplica para CEE operados por privados).
3. Selección de los proyectos para futuro desarrollo que se acoplan a la política energética para determinar su participación en el escenario, con la finalidad de satisfacer las necesidades nacionales de producción y en consideración de la incertidumbre asociada o retos tecnológicos operativos a vencer en dichos proyectos.
4. El escenario haría distinción de los nuevos descubrimientos identificados en áreas de Asignación con respecto a aquellos relacionados a los recursos prospectivos aún por identificarse, así como de aquellos descubrimientos con mejor prospectiva de producción en relación con las inversiones necesarias.
5. La extracción de petróleo estaría referenciada a reservas en categoría 2P mientras que la extracción de gas natural es referenciada a reservas en categoría 3P.



6. La producción prospectiva de hidrocarburos líquidos sería distintiva del petróleo crudo y los condensados o líquidos de gas natural, en tanto que la producción prospectiva de gas natural considera únicamente gas hidrocarburo que identifica las corrientes de gas para consumo propio de las actividades, de aquella corriente destinada para su distribución a plantas o ductos.
7. Reotorgamiento en 2024 de Asignaciones para la exploración otorgadas en agosto de 2019, así como la renovación de los derechos de exploración en las Asignaciones otorgadas durante 2021 y 2022 una vez concluida la vigencia correspondiente.
8. Se difieren al largo plazo los proyectos en aguas profundas, en tanto que los proyectos de aceite y gas de lutitas se desarrollan con el supuesto de disponibilidad tecnológica para mitigar los impactos ambientales.
9. En el caso de las áreas exploratorias, el escenario considera que los operadores cuentan con la totalidad de recursos para ejecutar las inversiones necesarias para la exploración y posteriormente el desarrollo de los proyectos.
10. Se emplea un tipo de cambio de 20.6902 pesos por dólar y un precio del petróleo crudo de 62.74 dólares por barril; en tanto que el precio del gas natural oscila entre 4.77 y 5.20 dólares por millar de pie cúbico para gas húmedo dulce y gas húmedo amargo respectivamente.
11. Se respetan las Áreas Naturales Protegidas y Zonas de Salvaguarda establecidas para el sector hidrocarburos.

El escenario Base tiene en consideración proyectos de Asignaciones y CEE vigentes con producción actual o futura, bajo una estrategia para el aprovechamiento escalonado en los recursos en zonas terrestres y de aguas someras, con posterior aprovechamiento de recursos en aguas profundas para la prospectiva de largo plazo, además el escenario hace distinción de los nuevos descubrimientos reportados por PEMEX, pero propone sólo el desarrollo de aquellos con mejores perspectivas de producción, prescindiendo de aquellos con menores volúmenes recuperables.



3.5.1 Estructuración del Escenario Base de Producción de Gas Natural

El escenario prospectivo base de producción de gas natural 2023-2037 integra medidas para fortalecer a la empresa productiva del Estado, con las cuales se retomarán proyectos productivos en las Asignaciones de Resguardo (AR's) y se propone el otorgamiento a PEMEX de los recursos presupuestales necesarios para el desarrollo de los descubrimientos de alta prospectividad ocurridos durante 2022 y 2023, así como de las oportunidades no desarrolladas en aguas someras.

La SENER definió que la extracción de recursos no convencionales tendría lugar en áreas de asignación de PEMEX en la provincia de Tampico-Misantla y Burgos donde prevalecen las oportunidades de aceite y gas asociado en yacimientos no convencionales de lutitas, y a la par se encuentran asignaciones de PEMEX que también cuentan con recursos del Terciario en el Paleocanal de Chicontepec.

El escenario Base estima una producción de gas natural al final del periodo de estudio de 5,112.0 MMpcd.

3.5.1.1 Premisas Particulares del Escenario Base de Producción de Gas Natural

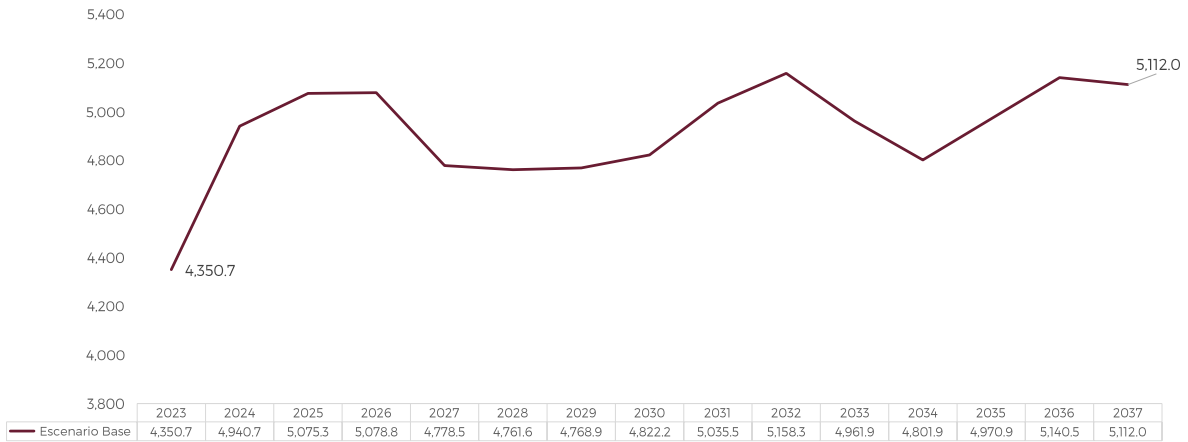
1. Producción esperada de áreas de Asignación "A", "AR", "AE", CEE por migración de Asignaciones y adjudicados en rondas de licitación.
2. Considera un requerimiento de gasto de PEMEX para inversión de capital de 349,294 millones de pesos en 2024, con un promedio de 212,523 millones de pesos durante el siguiente sexenio.
3. El gasto total para exploración y extracción que considera gastos de capital y de operación asciende a 694.3 mil millones de pesos en 2024.
4. Considera el desarrollo de los nuevos descubrimientos que presentan las mejores perspectivas de producción de aceite y gas natural, quedando en categoría de recurso contingente nueve (9) nuevos descubrimientos que representan oportunidades de baja prospectividad de conformidad con la información disponible a 2023.
5. Las actividades de exploración (AE's) privilegian las áreas terrestres y aguas someras. No se consideran futuros desarrollos en áreas de exploración de aguas profundas, con la salvedad de las actividades conducentes en Contratos para la Exploración y Extracción, así como tampoco el desarrollo de oportunidades no desarrolladas en aguas someras y profundas.
6. A efecto de conducir y coordinar la política energética en materia de producción de hidrocarburos, se llevó a cabo la selección y programación de proyectos en áreas exploratorias terrestres y en aguas someras, de tal manera que se establecen los plazos más convenientes de inicio de inversiones y producción (adelantando o retrasando proyectos exploratorios), así como también rescindiendo 13 proyectos de aguas someras para mitigar inversiones innecesarias cuando la oferta de hidrocarburos exceda los requerimientos de la demanda.
7. Respecto de las oportunidades pendientes de desarrollo, sólo considera proyectos de aceite pesado en aguas someras, el resto son catalogadas como recursos contingentes.
8. Las áreas de exploración no convencional presentan producción en etapas de evaluación posterior a 2025, bajo el supuesto de que existen las capacidades tecnológicas para mitigar los impactos ambientales.
9. Los proyectos consideran la implementación de técnicas de recuperación mejorada aprobados por la CNH en planes de desarrollo.



3.5.2 Escenario Base de Producción de Gas Natural, 2023-2037

A partir de las premisas que integran el escenario de producción anteriormente mencionado, se estima que, en 2037 la producción de gas natural del escenario base sea 17.5 % mayor respecto a 2023, llegando a 5,112.0 MMpcd (Gráfico 3.22).

GRÁFICO 3. 22 ESCENARIO BASE DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 2023-2037
 (MMPCD)



No incluye nitrógeno.

FUENTE: Elaboración propia con Información de Pemex y CNH.

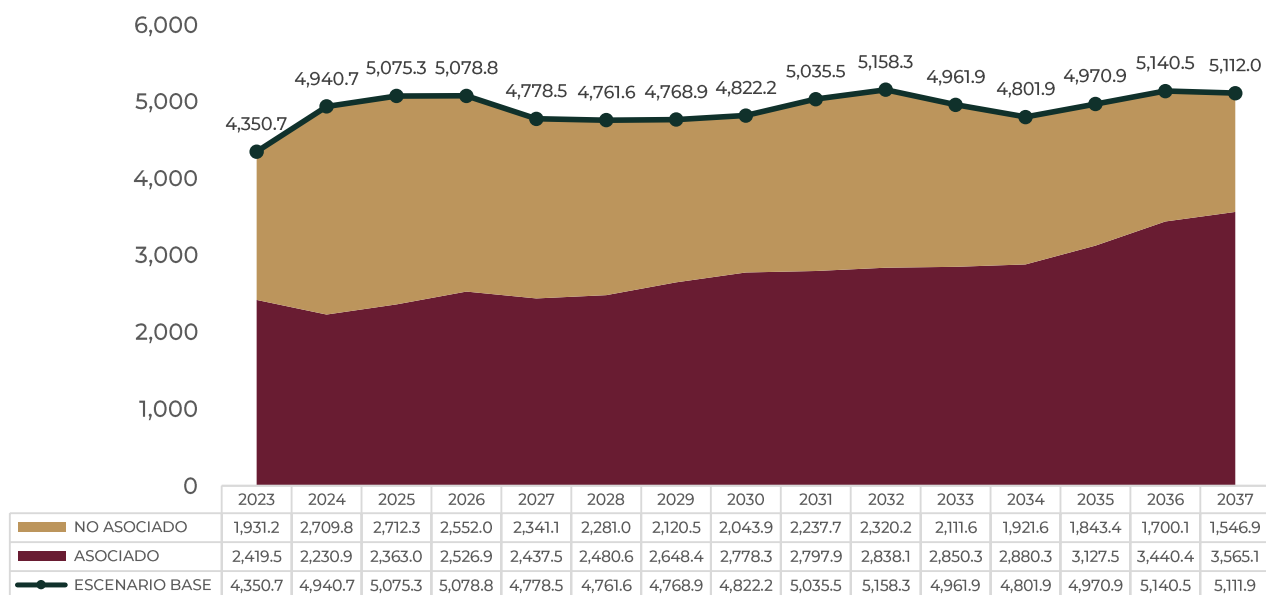


3.5.2.1 Escenario Base de Producción de Gas Natural por Origen, 2023-2037

El escenario Base de producción por origen, desagrega la oferta nacional en gas asociado y gas 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.

- Se estima que el escenario Base registre una producción de gas asociado de 3,565.1 MMpcd hacia el 2037, mostrando un incremento porcentual de 47.3 % respecto a 2023, mientras que la producción de gas no asociado será de 1,546.9 MMpcd y presentará una disminución porcentual de 19.9 % (Gráfico 3.23).

GRÁFICO 3. 23 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN, ESCENARIO BASE 2023-2037. (MMPCD)



No incluye nitrógeno.

FUENTE: Elaboración propia con información de PEMEX y CNH.

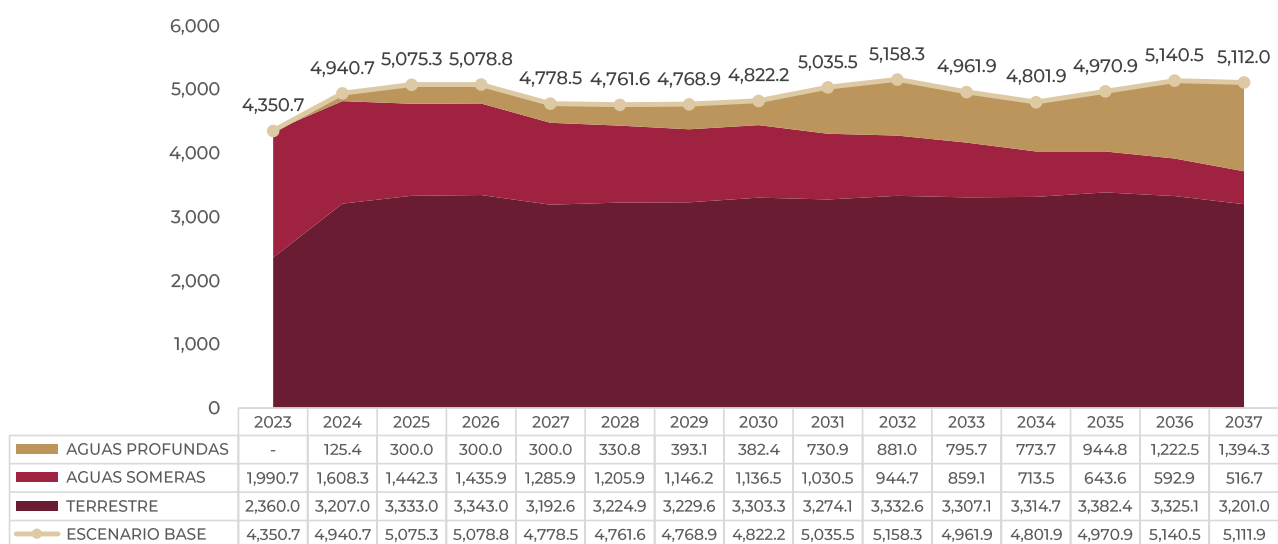


3.5.2.2 Escenario Base de Producción de Gas Natural por Ubicación, 2023-2037

El escenario Base de producción por ubicación, desagrega la oferta nacional ubicada en zonas terrestres, aguas someras y aguas profundas.³⁶

- El escenario base registrará una producción en aguas profundas de 1,394.3 MMpcd hacia el 2037, mientras que la producción de aguas someras será de 516.7 MMpcd y zonas terrestres aportará a la oferta nacional un volumen de 3,201.0 MMpcd (Gráfico 3.24).

GRÁFICO 3. 24 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN, ESCENARIO BASE 2023-2037. (MMPCD)



No incluye nitrógeno

FUENTE: Elaboración propia con información de PEMEX y CNH.

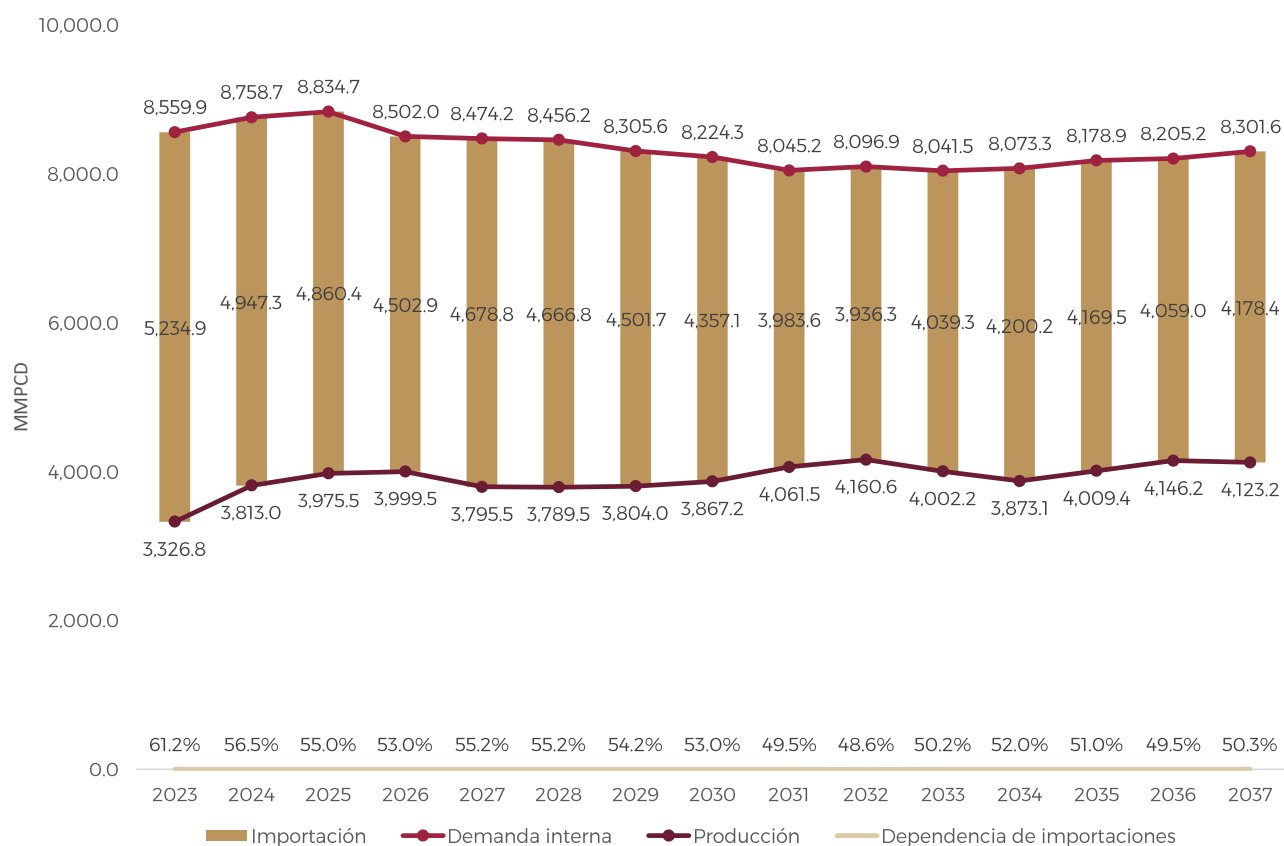
³⁶ Zonas terrestres: Superficie terrestre con formaciones geológicas que almacenan subterráneamente hidrocarburos. Aguas someras: cuerpos de agua que presentan un tirante de agua menor a 500 metros de la superficie del agua al lecho marino. Aguas profundas: cuerpos de agua que presentan un tirante entre 500 y 1,500 metros de la superficie del agua al lecho marino.

3.6 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL 2023-2037

Se estima que, en 2037, el balance nacional de gas natural mantenga una producción de gas creciente a un ritmo promedio de 1.5 % anual, tomando en consideración las premisas que integran el escenario base de oferta de gas natural 2023-2037 mencionadas en el apartado 3.5.

- Acorde a lo anterior se estima que la producción nacional concluya al final del periodo de estudio con 4,123.2 MMpcd de gas natural seco directo para comercializar, la cual incrementará en 23.9 % respecto a 2023 como resultado de las estimaciones de oferta de gas natural, lo anterior reflejará una menor dependencia de importaciones en comparación a 2023, la dependencia de importaciones pasará de 61.2 % en 2023 a 50.3 % en 2037. Por su parte, la demanda del energético tendrá una ligera caída porcentual de 0.3 % la cual se ubicará en 8,301.6 MMpcd, esta caída porcentual estará asociada principalmente al menor consumo del energético en el sector petrolero (Grafico 3.25).

GRÁFICO 3. 25 BALANCE DE GAS NATURAL, 2023-2037 (MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

ANEXO ESTADÍSTICO

TABLA A. 1 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2012-2022
(MMPCD)

Año	Eléctrico	Petrolero	Industrial	Residencial	Servicios	Autotransporte	Total
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
2018	4,360.0	1,788.2	1,678.7	94.0	39.9	7.4	7,968.3
2019	4,520.0	1,842.7	1,648.5	99.2	40.9	7.1	8,158.4
2020	5,040.6	1,814.9	1,154.4	72.3	26.3	3.8	8,112.3
2021	4,882.2	1,837.9	1,392.1	61.8	36.5	2.0	8,212.4
2022	4,887.5	1,923.6	1,389.8	59.3	30.5	2.3	8,293.0
tmca	4.6	-1.7	1.6	-3.4	1.2	2.5	2.2

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA A. 2 DEMANDA HISTÓRICA DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR ELÉCTRICO, 2012-2022

AÑO	GAS NATURAL	COMBUSTÓLEO	DIÉSEL	CARBÓN	COQUE DE PETROLEO	TOTAL
	MMPCD	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	
2012	3,111.5	1,249.5	81.5	918.6	100.8	5,461.8
2013	3,322.7	1,114.8	80.3	872.8	103.1	5,493.6
2014	3,500.3	720.0	55.2	919.1	102.7	5,297.3
2015	3,797.6	637.5	53.6	931.9	100.7	5,521.3
2016	3,878.5	710.7	64.9	954.7	89.1	5,697.9
2017	3,864.3	817.3	69.1	812.9	98.7	5,662.3
2018	4,360.0	659.6	116.5	813.3	97.4	6,046.8
2019	4,520.0	678.3	138.4	899.8	95.0	6,331.5
2020	5,040.6	272.1	80.7	420.2	91.0	5,904.6
2021	4,882.2	449.6	81.5	203.2	83.9	5,700.4
2022	4,887.5	394.3	102.6	285.8	91.5	5,761.7
tmca	4.6	-10.9	2.3	-11.0	-1.0	0.5

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



TABLA A. 3 DEMANDA HISTÓRICA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2012-2022

AÑO	GAS NATURAL	COMBUSTÓLEO	DIÉSEL	GAS L.P.	COQUE DE PETROLEO	CARBÓN	TOTAL
	MMPCD	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE
2012	1,181.1	89.5	182.0	106.6	262.6	223.4	2,045.2
2013	1,239.9	68.1	179.1	116.8	317.2	256.9	2,178.1
2014	1,313.5	40.6	170.4	117.0	301.0	197.8	2,140.3
2015	1,376.2	57.8	172.2	122.0	339.1	217.2	2,284.5
2016	1,484.1	84.9	152.5	122.6	362.9	163.3	2,370.3
2017	1,604.5	90.1	166.6	120.9	364.5	609.7	2,956.3
2018	1,678.7	20.5	167.3	120.3	366.7	480.0	2,833.6
2019	1,648.5	75.6	118.6	120.3	391.5	312.5	2,666.9
2020	1,154.4	120.9	101.4	118.3	323.3	53.6	1,872.0
2021	1,392.1	50.4	106.0	121.0	373.0	163.6	2,206.2
2022	1,389.8	40.4	136.3	119.5	382.6	214.3	2,282.9
tmca	1.6	-7.6	-2.9	1.2	3.8	-0.4	1.1

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA A. 4 DEMANDA HISTÓRICA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2012-2022

AÑO	GAS NATURAL	COMBUSTÓLEO	DIÉSEL	GAS L.P.	GASOLINA	TOTAL
	MMPCD	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE
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
2018	1,788.2	102.2	56.7	8.3	5.5	1,960.9
2019	1,842.7	91.3	61.4	6.1	3.3	2,004.8
2020	1,814.9	65.0	55.9	5.6	3.4	1,944.8
2021	1,837.9	72.3	57.8	5.8	2.8	1,976.6
2022	1,923.6	79.0	51.9	7.3	3.1	2,065.0
tmca	-1.7	-6.2	-7.6	-8.1	-6.0	-2.1

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



TABLA A. 5 DEMANDA HISTÓRICA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2012-2022

Año	Gas L.P.	Gas Natural Comprimido	Gasolina	Diésel	Total
	(MMPCD)	(MMPCDGNE)	(MMPCDGNE)	(MMPCDGNE)	(MMPCDGNE)
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
2018	160.8	7.4	3,776.7	1,758.3	5,703.2
2019	159.2	7.1	3,841.1	1,778.3	5,785.7
2020	155.9	3.8	3,294.4	1,479.0	4,933.0
2021	160.0	2.0	3,550.8	1,474.9	5,187.7
2022	160.5	2.3	3,841.3	1,959.3	5,963.5
tmca	2.0	2.5	-0.041	0.4	0.1

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA A. 6 DEMANDA HISTÓRICA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2012-2022

Año	Gas natural	Gas L.P.	Leña	Total
	(MMPCD)	(MMPCDGNE)	(MMPCDGNE)	(MMPCDGNE)
2012	84.1	693.7	455.2	1,233.0
2013	86.7	657.9	454.1	1,198.7
2014	87.8	646.0	451.8	1,185.5
2015	94.6	622.1	449.5	1,166.3
2016	94.8	632.6	446.0	1,173.5
2017	90.3	631.1	445.0	1,166.4
2018	94.0	631.3	442.8	1,168.1
2019	99.2	632.2	440.8	1,172.2
2020	72.3	613.2	437.4	1,123.0
2021	61.8	636.5	436.6	1,135.0
2022	59.3	633.2	434.6	1,127.1
tmca	-3.4	-0.9	-0.5	-0.9

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



TABLA A. 7 DEMANDA HISTÓRICA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2012-2022

AÑO	GAS NATURAL	GAS L.P.	TOTAL
	MMPCD	MMPCDGNE	MMPCDGNE
2012	27.0	168.0	195.0
2013	28.5	171.0	199.4
2014	29.9	165.6	195.5
2015	33.3	164.2	197.5
2016	36.4	166.7	203.1
2017	35.0	165.0	200.0
2018	39.9	164.7	204.6
2019	40.9	165.1	206.0
2020	26.3	161.6	187.9
2021	36.5	165.8	202.2
2022	30.5	165.2	195.7
tmca	1.2	-0.2	0.0

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

 TABLA A. 8 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL 2012-2022
 (MMPCD)

CONCEPTO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TMCA 2012-2022
Origen	6,732.9	7,009.0	7,253.9	7,614.8	7,736.2	7,873.2	8,295.2	8,369.2	8,175.0	8,250.6	8,355.8	2.2
Producción nacional	4,603.1	4,492.4	4,392.8	4,066.8	3,568.1	3,058.1	2,741.5	2,617.3	2,482.3	2,323.0	2,660.5	-5.3
Importación	2,129.8	2,516.6	2,861.1	3,548.0	4,168.1	4,815.1	5,553.8	5,752.0	5,692.7	5,927.6	5,695.2	10.3
Destino	6,686.2	6,964.8	7,221.8	7,516.6	7,621.3	7,615.8	7,977.4	8,159.7	8,113.2	8,213.2	8,298.1	2.2
Demanda nacional	6,678.4	6,952.4	7,209.3	7,504.1	7,618.7	7,611.9	7,968.3	8,158.4	8,112.3	8,212.4	8,293.0	2.2
Sector petrolero	2,273.1	2,272.2	2,275.6	2,200.0	2,122.0	2,012.1	1,788.2	1,842.7	1,814.9	1,837.9	1,923.6	-1.7
Sector industrial	1,181.1	1,239.9	1,313.5	1,376.2	1,484.1	1,604.5	1,678.7	1,648.5	1,154.4	1,392.1	1,389.8	1.6
Sector eléctrico	3,111.5	3,322.7	3,500.3	3,797.6	3,878.5	3,864.3	4,360.0	4,520.0	5,040.6	4,882.2	4,887.5	4.6
Sector residencial	84.1	86.7	87.8	94.6	94.8	90.3	94.0	99.2	72.3	61.8	59.3	-3.4
Sector servicios	27.0	28.5	29.9	33.3	36.4	35.0	39.9	40.9	26.3	36.5	30.5	1.2
Sector Autotransporte	1.8	2.4	2.3	2.4	2.8	5.6	7.4	7.1	3.8	2.0	2.3	2.5
Exportación	7.8	12.4	12.5	12.5	2.6	3.8	9.1	1.3	1.0	0.8	5.0	-4.2
Variación de inventarios y diferencias	46.7	44.3	32.1	98.2	114.9	257.4	317.9	209.5	61.9	37.3	57.7	2.1

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



TABLA A. 9 BALANCE REGIÓN NOROESTE DE GAS NATURAL 2012-2022
 (MMPCD)

CONCEPTO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TMCA 2012-2022
Origen	453.0	440.0	512.3	637.3	641.7	719.0	870.6	1,104.5	1,020.6	1,533.0	1,422.3	13.6
Producción regional	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	n.a.
Importación	453.0	440.0	512.3	637.3	641.7	719.0	750.6	1,096.2	695.4	1,533.0	1,422.3	13.6
De otras regiones							119.9	8.3	325.2			n.a.
Destino	452.1	447.0	505.0	616.0	608.5	642.1	854.3	1,101.5	1,040.3	1,561.6	1,432.0	13.7
Demanda regional	445.3	437.7	496.7	606.2	608.1	640.0	846.6	890.7	1,040.3	1,078.2	1,079.5	10.3
Sector petrolero	1.0	0.9	0.9	1.0	1.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Sector industrial	39.6	41.8	37.1	35.3	34.2	108.9	102.9	97.5	33.5	101.1	118.5	12.9
Sector eléctrico	403.2	393.5	457.0	568.0	571.3	528.5	742.3	791.6	1,005.6	975.5	960.1	10.1
Sector residencial	1.2	1.2	1.2	1.7	1.3	1.4	1.2	1.2	1.0	1.2	0.7	-5.0
Sector servicios	0.2	0.2	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	0.2	0.3
Sector Autotransporte												n.a.
Exportación	6.9	9.3	8.4	9.7	0.5	2.1	7.7	0.0	0.0	0.0	4.3	-5.0
A otras regiones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		211.0		483.5	348.1	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	0.9	-7.0	7.3	21.3	33.2	76.9	16.2	3.1	-19.6	-28.6	-9.6	n.a.

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA A. 10 BALANCE REGIÓN NORESTE DE GAS NATURAL 2012-2022
 (MMPCD)

CONCEPTO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TMCA 2012-2022
Origen	2,782.8	2,911.6	3,052.5	3,491.7	3,828.4	4,328.9	4,990.0	4,822.4	5,262.4	4,745.8	4,639.4	5.2
Producción regional	1,201.2	1,205.3	1,144.1	957.5	747.1	595.8	508.8	500.8	469.0	388.0	366.5	-11.2
Importación	1,581.6	1,706.3	1,908.4	2,534.2	3,081.3	3,733.0	4,481.3	4,321.6	4,793.4	4,357.8	4,272.9	10.4
De otras regiones												n.a.
Destino	2,784.1	2,913.5	3,051.3	3,439.3	3,830.2	4,327.4	4,919.9	4,779.3	5,370.7	4,821.3	4,675.9	5.3
Demanda regional	2,217.0	2,263.2	2,350.1	2,464.2	2,499.5	2,499.4	2,547.4	2,624.0	2,466.9	2,459.9	2,578.2	1.5
Sector petrolero	191.4	185.2	217.4	234.0	213.8	190.2	140.8	176.4	151.7	124.1	128.5	-3.9
Sector industrial	439.5	466.9	482.5	512.8	528.9	527.8	553.7	523.6	350.7	426.4	427.5	-0.3
Sector eléctrico	1,515.0	1,537.5	1,577.7	1,635.5	1,676.4	1,705.9	1,768.5	1,836.1	1,903.1	1,848.0	1,967.0	2.6
Sector residencial	53.8	56.0	54.9	62.0	60.0	54.1	59.1	62.3	45.9	40.9	37.3	-3.6
Sector servicios	17.4	17.6	17.5	19.8	20.3	18.5	21.7	22.3	13.9	19.8	16.8	-0.3
Sector Autotransporte	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	2.9	3.6	3.4	1.6	0.7	1.1	37.3
Exportación	0.9	3.1	4.1	2.8	2.2	1.7	1.4	1.3	1.0	0.8	0.7	-2.2
A otras regiones	566.1	647.2	697.0	972.4	1,328.5	1,826.3	2,371.2	2,154.0	2,902.9	2,360.6	2,097.0	14.0
Variación de inventarios y diferencias	-1.3	-1.9	1.2	52.4	-1.8	1.5	70.1	43.1	-108.3	-75.5	-36.5	n.a.

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA A. 11 BALANCE REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE DE GAS NATURAL 2012-2022
 (MMPCD)

CONCEPTO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TMCA 2012-2022
Origen	803.5	897.4	1,057.2	1,123.2	1,255.0	1,226.5	1,349.6	1,330.1	1,268.3	1,428.2	1,174.5	3.9
Producción regional	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			n.a.
Importación	95.2	370.3	440.3	376.5	445.0	363.1	321.9	334.2	203.8	36.8		n.a.
De otras regiones	708.3	527.1	616.9	746.7	809.9	863.3	1,027.7	995.9	1,064.5	1,391.4	1,174.5	5.2
Destino	789.4	880.3	1,053.6	1,134.6	1,203.1	1,228.8	1,347.8	1,354.7	1,377.3	1,445.0	1,186.6	4.2
Demanda regional	789.4	880.3	1,053.6	1,134.6	1,203.1	1,228.8	1,347.8	1,349.0	1,377.3	1,445.0	1,186.6	4.2
Sector petrolero	63.0	63.5	62.9	57.3	56.8	32.0	40.5	27.1	28.4	33.1	29.9	-7.2
Sector industrial	318.8	334.8	370.2	391.4	419.3	434.5	458.1	452.3	266.1	410.0	430.1	3.0
Sector eléctrico	399.6	473.2	609.9	674.1	712.8	749.7	833.6	853.4	1,071.8	991.6	716.0	6.0
Sector residencial	5.7	5.9	6.5	6.1	6.6	6.6	8.0	8.5	6.2	4.6	5.1	-1.2
Sector servicios	2.2	2.8	3.8	5.4	7.3	5.7	6.5	6.7	4.2	5.3	5.3	9.0
Sector Autotransporte		0.1	0.3	0.3	0.4	0.3	1.0	1.0	0.6	0.5	0.3	n.a.
Exportación												n.a.
A otras regiones								5.7				n.a.
Variación de inventarios y diferencias	14.1	17.1	3.6	-11.4	51.8	-2.3	1.8	24.7	-109.0	-16.8	-12.2	n.a.

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA A. 12 BALANCE REGIÓN CENTRO DE GAS NATURAL 2012-2022
 (MMPCD)

CONCEPTO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TMCA 2012-2022
Origen	754.1	818.0	767.1	919.4	885.1	806.3	960.1	965.7	1,160.9	965.8	989.1	0.0
Producción regional	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Importación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
De otras regiones	754.1	818.0	767.1	919.4	885.1	806.3	960.1	965.7	1,160.9	965.8	989.1	0.0
Destino	754.1	818.0	767.1	919.4	885.1	807.2	953.1	959.3	1,008.2	980.3	994.4	0.0
Demanda regional	754.1	818.0	767.1	919.4	885.1	807.2	953.1	959.3	1,008.2	980.3	994.4	0.0
Sector petrolero	103.1	104.3	108.8	114.8	84.7	76.3	122.0	102.5	83.6	98.3	116.1	0.0
Sector industrial	286.7	292.4	300.3	322.1	330.5	309.5	331.1	347.2	336.4	309.0	266.3	0.0
Sector eléctrico	332.2	388.2	323.1	448.2	432.3	380.4	460.7	468.5	559.9	546.2	586.9	0.0
Sector residencial	23.4	23.6	25.2	24.9	26.9	28.2	25.8	27.2	19.2	15.1	16.2	0.0
Sector servicios	7.0	7.4	7.6	7.5	8.3	10.3	10.9	11.1	7.5	10.8	8.0	0.0
Sector Autotransporte	1.8	2.2	1.9	2.0	2.4	2.4	2.8	2.8	1.6	0.9	0.9	0.0
Exportación												n.a.
A otras regiones												n.a.
Variación de inventarios y diferencias	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.9	6.9	6.5	152.8	-14.5	-5.3	n.a.

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



TABLA A. 13 BALANCE REGIÓN SUR-SURESTE DE GAS NATURAL 2012-2022
 (MMPCD)

CONCEPTO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TMCA 2012-2022
Origen	3,401.8	3,287.1	3,248.8	3,109.3	2,821.0	2,635.0	2,496.2	2,518.2	2,365.6	2,421.8	2,575.6	-2.7
Producción regional	3,401.8	3,287.1	3,248.8	3,109.3	2,821.0	2,462.3	2,232.7	2,116.5	2,013.3	1,935.0	2,294.0	-3.9
Importación												n.a.
De otras regiones						172.8	263.5	401.7	352.3	486.9	281.5	n.a.
Destino	3,368.9	3,251.1	3,228.8	3,073.4	2,789.3	2,452.7	2,273.4	2,336.6	2,219.6	2,249.1	2,454.2	-3.1
Demanda regional	2,472.6	2,553.1	2,541.9	2,379.7	2,422.8	2,436.6	2,273.4	2,335.4	2,219.6	2,249.1	2,454.2	-0.1
Sector petrolero	1,914.6	1,918.4	1,885.5	1,793.0	1,765.6	1,712.7	1,484.9	1,536.7	1,551.1	1,582.4	1,649.0	-1.5
Sector industrial	96.5	104.0	123.3	114.7	171.3	223.7	233.0	227.9	167.7	145.5	147.5	4.3
Sector eléctrico	461.4	530.2	532.6	471.8	485.7	499.8	555.0	570.4	500.3	521.0	657.5	3.6
Sector residencial												n.a.
Sector servicios	0.2	0.5	0.5	0.3	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.2	0.2	1.6
Sector Autotransporte												n.a.
Exportación												n.a.
A otras regiones	896.3	698.0	686.9	693.7	366.5	16.1		1.2				n.a.
Variación de inventarios y diferencias	32.9	36.1	20.0	35.9	31.7	182.3	222.8	181.6	146.1	172.8	121.3	13.9

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA A. 14 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2023-2037
 (MMPCD)

Año	Petrolero	Eléctrico	Industrial	Residencial	Servicios	Transporte	Total
2023	2,255.0	4,865.1	1,340.0	61.3	36.2	2.4	8,559.9
2024	2,316.1	4,979.7	1,360.5	63.7	36.2	2.4	8,758.7
2025	2,350.5	5,001.8	1,377.5	66.2	36.3	2.5	8,834.7
2026	2,266.5	4,733.4	1,394.8	68.4	36.3	2.5	8,502.0
2027	2,166.2	4,784.1	1,413.8	71.1	36.4	2.6	8,474.2
2028	2,059.3	4,851.9	1,432.3	73.7	36.5	2.7	8,456.2
2029	1,927.7	4,811.1	1,451.6	76.0	36.5	2.7	8,305.6
2030	1,782.7	4,855.1	1,469.0	78.1	36.6	2.8	8,224.3
2031	1,600.1	4,835.7	1,489.7	80.1	36.6	2.8	8,045.2
2032	1,456.8	5,007.5	1,511.0	82.0	36.7	2.9	8,096.9
2033	1,374.8	5,010.4	1,532.9	83.7	36.7	3.0	8,041.5
2034	1,374.9	5,018.1	1,555.4	85.1	36.8	3.1	8,073.3
2035	1,372.2	5,102.2	1,578.5	86.0	36.9	3.1	8,178.9
2036	1,388.3	5,088.1	1,602.3	86.4	36.9	3.2	8,205.2
2037	1,365.8	5,182.0	1,626.8	86.7	37.0	3.3	8,301.6
tmca	-3.5	0.5	1.4	2.5	0.2	2.4	-0.2

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



TABLA A. 15 DEMANDA DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR ELÉCTRICO, 2023-2037

Año	CARBÓN	COMBUSTÓLEO	DIÉSEL	COQUE DE PETROLEO	GAS NATURAL	TOTAL
	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCD	MMPCDGNE
2023	153.2	517.9	37.4	83.6	4,865.1	5,657.1
2024	159.5	476.3	54.4	83.3	4,979.7	5,753.2
2025	133.4	424.5	15.0	77.4	5,001.8	5,652.1
2026	144.2	412.4	13.2	83.6	4,733.4	5,386.8
2027	131.6	405.8	13.2	80.7	4,784.1	5,415.3
2028	131.2	362.3	11.4	0.7	4,851.9	5,357.6
2029	131.6	368.6	11.5	2.2	4,811.1	5,324.9
2030	135.5	351.4	11.5	0.5	4,855.1	5,354.1
2031	131.5	331.0	11.1	0.0	4,835.7	5,309.4
2032	131.2	329.7	11.1	0.0	5,007.5	5,479.5
2033	131.5	329.6	11.5	0.8	5,010.4	5,483.8
2034	131.5	341.7	12.4	4.9	5,018.1	5,508.6
2035	131.5	344.3	14.7	3.6	5,102.2	5,596.2
2036	158.4	357.5	13.5	11.0	5,088.1	5,628.4
2037	174.7	358.9	13.8	8.3	5,182.0	5,737.8
tmca	0.9	-2.6	-6.9	-15.2	0.5	0.1

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA A. 16 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2023-2037

AÑO	GAS NATURAL	COMBUSTÓLEO	DIÉSEL	COQUE DE PETROLEO	GAS L.P.	CARBÓN	TOTAL
	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCD	MMPCDGNE	
2023	1,340.0	29.7	134.4	400.2	119.9	222.3	2,246.5
2024	1,360.5	24.3	135.1	410.3	120.1	224.0	2,274.3
2025	1,377.5	20.5	144.9	418.5	120.7	226.7	2,308.8
2026	1,394.8	19.4	156.5	425.9	122.2	229.0	2,347.8
2027	1,413.8	19.3	160.0	433.4	123.8	231.6	2,381.9
2028	1,432.3	19.9	161.2	439.3	125.7	233.8	2,412.1
2029	1,451.6	19.7	162.4	447.8	127.7	237.5	2,446.6
2030	1,469.0	20.4	163.6	455.0	129.9	240.2	2,478.1
2031	1,489.7	19.9	164.9	462.4	132.2	243.6	2,512.8
2032	1,511.0	19.0	166.2	469.6	134.6	246.8	2,547.2
2033	1,532.9	17.7	167.7	479.1	137.1	251.1	2,585.6
2034	1,555.4	18.0	169.4	487.9	139.7	255.0	2,625.3
2035	1,578.5	16.8	171.0	496.1	142.3	259.0	2,663.8
2036	1,602.3	15.2	172.9	503.5	145.1	262.4	2,701.5
2037	1,626.8	15.2	174.7	513.5	148.0	267.3	2,745.5
tmca	1.4	-4.7	1.9	1.8	1.5	1.3	1.4

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



TABLA A. 17 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2023-2037

AÑO	GAS NATURAL	COMBUSTÓLEO	DIÉSEL	GAS L.P.	GASOLINAS	TOTAL
	MMPCD	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE
2023	2,255.0	79.1	66.3	8.1	27.3	2,435.8
2024	2,316.1	97.7	66.3	4.8	27.3	2,512.1
2025	2,350.5	103.4	66.3	0.9	27.3	2,548.2
2026	2,266.5	110.2	66.3	0.7	27.3	2,470.9
2027	2,166.2	114.1	66.3	0.6	27.3	2,374.5
2028	2,059.3	117.9	66.3	0.5	27.3	2,271.3
2029	1,927.7	114.8	66.3	0.4	27.3	2,136.5
2030	1,782.7	116.9	66.3	0.3	27.3	1,993.5
2031	1,600.1	117.1	66.3	0.3	27.2	1,811.0
2032	1,456.8	110.8	66.3	0.3	27.3	1,661.4
2033	1,374.8	117.7	66.3	0.3	27.2	1,586.2
2034	1,374.9	116.4	66.3	0.3	27.2	1,585.1
2035	1,372.2	117.5	66.3	0.3	27.2	1,583.5
2036	1,388.3	116.9	66.3	0.3	27.3	1,599.1
2037	1,365.8	113.7	66.3	0.3	27.3	1,573.4
tmca	-3.5	2.6	0.0	-21.3	0.0	-3.1

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA A. 18 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2023-2037

AÑO	GAS L.P.	LEÑA	GAS NATURAL	TOTAL
	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCD	MMPCDGNE
2023	634.2	437.3	61.3	1,132.8
2024	635.4	434.0	63.7	1,133.1
2025	638.3	433.1	66.2	1,137.5
2026	639.9	431.0	68.4	1,139.3
2027	641.0	428.9	71.1	1,141.0
2028	641.8	425.6	73.7	1,141.1
2029	642.5	424.6	76.0	1,143.2
2030	643.1	422.5	78.1	1,143.8
2031	643.6	420.1	80.1	1,143.9
2032	644.0	417.1	82.0	1,143.1
2033	644.4	415.9	83.7	1,144.0
2034	644.8	413.7	85.1	1,143.6
2035	645.1	411.5	86.0	1,142.7
2036	645.4	408.4	86.4	1,140.2
2037	645.7	407.3	86.7	1,139.7
tmca	0.1	-0.5	2.5	0.0

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



TABLA A. 19 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2023-2037

AÑO	GAS L.P.	GAS NATURAL	TOTAL
	MMPCDGNE	MMPCD	MMPCDGNE
2023	165.6	36.2	201.8
2024	165.7	36.2	201.9
2025	165.7	36.3	202.0
2026	165.8	36.3	202.1
2027	165.8	36.4	202.2
2028	165.9	36.5	202.3
2029	165.9	36.5	202.4
2030	165.9	36.6	202.5
2031	166.0	36.6	202.6
2032	166.1	36.7	202.7
2033	166.1	36.7	202.9
2034	166.2	36.8	203.0
2035	166.3	36.9	203.2
2036	166.4	36.9	203.3
2037	166.4	37.0	203.3
tmca	0.0	0.2	0.1

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA A. 20 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2023-2037

AÑO	GASOLINA	DIÉSEL	GAS L.P.	GAS NATURAL	TOTAL
	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCDGNE	MMPCD	MMPCDGNE
2023	3,776.5	1,896.6	150.6	2.4	5,826.0
2024	3,797.2	1,911.4	142.5	2.4	5,853.5
2025	3,819.1	1,926.3	135.5	2.5	5,883.4
2026	3,841.1	1,954.1	129.5	2.5	5,927.2
2027	3,863.2	1,981.9	124.4	2.6	5,972.0
2028	3,885.4	2,009.7	119.8	2.7	6,017.5
2029	3,907.8	2,037.6	115.0	2.7	6,063.0
2030	3,933.0	2,065.4	110.2	2.8	6,111.4
2031	3,935.4	2,092.1	105.4	2.8	6,135.7
2032	3,942.4	2,121.2	99.9	2.9	6,166.4
2033	3,945.3	2,148.1	92.6	3.0	6,189.0
2034	3,950.0	2,176.0	87.2	3.1	6,216.3
2035	3,954.7	2,203.9	82.8	3.1	6,244.6
2036	3,961.2	2,232.9	79.4	3.2	6,276.7
2037	3,965.9	2,260.8	76.2	3.3	6,306.2
tmca	0.4	1.3	-4.8	2.4	0.6

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



TABLA A. 21 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2023-2037
 (MMPCD)

CONCEPTO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	TMCA
Origen	8,561.6	8,760.3	8,835.9	8,502.4	8,474.3	8,456.3	8,305.6	8,224.3	8,045.2	8,096.9	8,041.5	8,073.3	8,178.9	8,205.2	8,301.6	-0.2
Producción nacional	3,326.8	3,813.0	3,975.5	3,999.5	3,795.5	3,789.5	3,804.0	3,867.2	4,061.5	4,160.6	4,002.2	3,873.1	4,009.4	4,146.2	4,123.2	1.5
Importación	5,234.9	4,947.3	4,860.4	4,502.9	4,678.8	4,666.8	4,501.7	4,357.1	3,983.6	3,936.3	4,039.3	4,200.2	4,169.5	4,059.0	4,178.4	-1.6
Destino	8,561.6	8,760.3	8,835.9	8,502.4	8,474.3	8,456.3	8,305.6	8,224.3	8,045.2	8,096.9	8,041.5	8,073.3	8,178.9	8,205.2	8,301.6	-0.2
Demanda nacional	8,559.9	8,758.7	8,834.7	8,502.0	8,474.2	8,456.2	8,305.6	8,224.3	8,045.2	8,096.9	8,041.5	8,073.3	8,178.9	8,205.2	8,301.6	-0.2
Sector petrolero	2,255.0	2,316.1	2,350.5	2,266.5	2,166.2	2,059.3	1,927.7	1,782.7	1,600.1	1,456.8	1,374.8	1,374.9	1,372.2	1,388.3	1,365.8	9.8
Sector industrial	1,340.0	1,360.5	1,377.5	1,394.8	1,413.8	1,432.3	1,451.6	1,469.0	1,489.7	1,511.0	1,532.9	1,555.4	1,578.5	1,602.3	1,626.8	1.4
Sector eléctrico	4,865.1	4,979.7	5,001.8	4,733.4	4,784.1	4,851.9	4,811.1	4,855.1	4,835.7	5,007.5	5,010.4	5,018.1	5,102.2	5,088.1	5,182.0	0.5
Sector residencial	61.3	63.7	66.2	68.4	71.1	73.7	76.0	78.1	80.1	82.0	83.7	85.1	86.0	86.4	86.7	2.5
Sector servicios	36.2	36.2	36.3	36.3	36.4	36.5	36.5	36.6	36.6	36.7	36.7	36.8	36.9	36.9	37.0	0.2
Sector Autotransporte	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	3.1	3.1	3.2	3.3	2.4
Exportación	1.7	1.6	1.1	0.4	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA A. 22 BALANCE REGIÓN NOROESTE DE GAS NATURAL, 2023-2037
 (MMPCD)

CONCEPTO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	TMCA
Origen	1,148.9	1,195.4	1,179.9	1,155.5	1,205.8	1,222.2	1,235.1	1,247.1	1,166.5	1,114.4	1,093.3	1,110.8	1,117.1	1,132.3	1,143.6	0.0
Producción regional	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Importación	1,148.9	1,195.4	1,179.9	1,155.5	1,205.8	1,222.2	1,235.1	1,247.1	1,166.5	1,114.4	1,093.3	1,110.8	1,117.1	1,132.3	1,143.6	0.0
De otras regiones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Destino	1,148.9	1,195.4	1,179.9	1,155.5	1,205.8	1,222.2	1,235.1	1,247.1	1,166.5	1,114.4	1,093.3	1,110.8	1,117.1	1,132.3	1,143.6	0.0
Demanda regional	1,148.9	1,195.4	1,179.9	1,155.5	1,205.8	1,222.2	1,235.1	1,247.1	1,166.5	1,114.4	1,093.3	1,110.8	1,117.1	1,132.3	1,143.6	0.0
Sector petrolero	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	1.4	0.0
Sector industrial	115.6	117.9	120.0	122.0	124.0	126.1	128.2	130.0	132.4	134.8	137.3	139.8	142.4	145.0	147.7	1.8
Sector eléctrico	1,030.0	1,074.2	1,056.5	1,030.1	1,078.2	1,092.4	1,103.1	1,113.3	1,030.2	975.6	952.1	966.9	970.6	983.2	991.7	-0.3
Sector residencial	1.3	1.3	1.4	1.5	1.5	1.6	1.7	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	3.1
Sector servicios	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	2.0
Sector Autotransporte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
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	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	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



TABLA A. 23 BALANCE REGIÓN NORESTE DE GAS NATURAL, 2023-2037
 (MMPCD)

CONCEPTO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	TMCA
Origen	4,614.1	4,398.9	4,160.8	3,973.9	4,033.5	3,969.3	3,734.5	3,508.5	3,152.0	3,165.0	3,271.2	3,399.8	3,374.6	3,260.7	3,364.5	-2.2
Producción regional	591.2	711.5	694.9	693.8	629.3	595.0	539.9	472.0	410.0	420.0	404.1	391.0	404.8	418.6	416.3	-2.5
Importación	4,022.9	3,687.4	3,466.0	3,280.1	3,404.2	3,374.3	3,194.7	3,036.5	2,742.0	2,745.0	2,867.2	3,008.8	2,969.8	2,842.1	2,948.2	-2.2
De otras regiones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Destino	4,614.1	4,398.9	4,160.8	3,973.9	4,033.5	3,969.3	3,734.5	3,508.5	3,152.0	3,165.0	3,271.2	3,399.8	3,374.6	3,260.7	3,364.5	-2.2
Demanda regional	2,288.9	2,144.9	2,120.8	2,040.0	2,017.7	2,060.9	2,057.3	2,219.1	2,444.5	2,666.9	2,680.1	2,711.1	2,743.6	2,821.3	2,881.5	1.7
Sector petrolero	97.7	117.8	130.9	134.7	132.1	133.7	124.7	129.7	127.4	124.9	111.4	108.5	113.4	112.1	100.0	0.2
Sector industrial	419.2	424.1	428.3	432.8	438.1	443.2	448.6	453.3	459.3	465.4	471.7	478.1	484.7	491.6	498.6	1.2
Sector eléctrico	1,716.6	1,546.8	1,504.5	1,414.6	1,388.5	1,424.0	1,422.9	1,574.1	1,794.9	2,013.0	2,033.1	2,059.7	2,080.3	2,152.3	2,217.4	1.8
Sector residencial	33.6	34.7	35.7	36.7	38.0	39.2	40.3	41.3	42.3	43.0	43.5	44.0	44.3	44.4	44.4	2.0
Sector servicios	20.0	19.7	19.5	19.3	19.1	19.0	18.8	18.7	18.6	18.5	18.4	18.5	18.6	18.7	18.9	-0.4
Sector Autotransporte	1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	1.7
Exportación	1.7	1.6	1.1	0.4	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
A otras regiones	2,323.5	2,252.4	2,038.9	1,933.5	2,015.7	1,908.3	1,677.2	1,289.4	707.6	498.1	591.1	688.7	631.0	439.4	482.9	-10.6
Variación de inventarios y diferencias	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA A. 24 BALANCE REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE DE GAS NATURAL, 2023-2037
 (MMPCD)

CONCEPTO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	TMCA
Origen	1,308.6	1,386.3	1,482.7	1,525.2	1,529.3	1,526.3	1,518.0	1,496.0	1,460.5	1,471.6	1,486.6	1,505.0	1,512.4	1,572.3	1,575.9	1.3
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	n.a.
Importación	44.0	44.9	45.7	46.7	47.9	49.0	50.1	51.2	52.5	53.9	55.2	56.7	58.1	59.7	61.2	2.4
De otras regiones	1,264.6	1,341.5	1,436.9	1,478.4	1,481.5	1,477.3	1,467.8	1,444.8	1,408.0	1,417.7	1,431.3	1,448.3	1,454.2	1,512.6	1,514.6	1.3
Destino	1,308.6	1,386.3	1,482.7	1,525.2	1,529.3	1,526.3	1,518.0	1,496.0	1,460.5	1,471.6	1,486.6	1,505.0	1,512.4	1,572.3	1,575.9	1.3
Demanda regional	1,308.6	1,386.3	1,482.7	1,525.2	1,529.3	1,526.3	1,518.0	1,496.0	1,460.5	1,471.6	1,486.6	1,505.0	1,512.4	1,572.3	1,575.9	1.3
Sector petrolero	21.5	27.4	33.8	36.7	38.6	38.3	38.7	38.4	34.7	38.7	28.1	28.8	28.5	26.6	28.8	2.1
Sector industrial	390.7	395.0	399.1	403.8	409.2	414.5	420.1	425.5	431.5	437.8	444.3	450.9	457.8	464.9	472.2	1.4
Sector eléctrico	886.1	953.2	1,038.7	1,073.4	1,070.0	1,061.7	1,047.3	1,020.2	982.1	982.8	1,001.9	1,012.8	1,013.5	1,068.1	1,062.2	1.3
Sector residencial	4.9	5.1	5.3	5.5	5.7	5.9	6.1	6.2	6.4	6.5	6.7	6.8	6.9	6.9	6.9	2.5
Sector servicios	5.0	5.1	5.1	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.1	5.1	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	0.0
Sector Autotransporte	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	3.7
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	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	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



TABLA A. 25 BALANCE REGIÓN CENTRO DE GAS NATURAL, 2023-2037
 (MMPCD)

CONCEPTO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	TMCA
Origen	1,005.2	1,199.5	1,002.4	878.9	905.1	930.4	915.7	891.9	855.2	908.4	897.2	874.8	920.9	897.6	908.0	-0.7
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	n.a.
Importación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
De otras regiones	1,006.7	1,199.5	1,002.4	878.9	905.1	930.4	915.7	891.9	855.2	908.4	897.2	874.8	920.9	897.6	908.0	-0.7
Destino	1,005.2	1,199.5	1,002.4	878.9	905.1	930.4	915.7	891.9	855.2	908.4	897.2	874.8	920.9	897.6	908.0	-0.7
Demanda regional	1,006.8	1,199.5	1,002.4	878.9	905.1	930.4	915.7	891.9	855.2	908.4	897.2	874.8	920.9	897.6	908.0	-0.7
Sector petrolero	93.4	104.1	110.2	115.7	115.2	115.4	111.4	109.0	115.8	115.9	90.9	91.0	86.4	90.1	90.1	-0.3
Sector industrial	264.2	266.5	269.0	272.2	276.0	279.6	283.5	287.0	291.0	295.2	299.4	303.9	308.4	313.2	318.1	1.3
Sector eléctrico	618.6	797.1	590.2	456.7	478.2	498.4	482.7	456.7	408.2	456.0	464.4	436.8	482.4	450.4	455.7	-2.2
Sector residencial	20.4	21.5	22.5	23.5	24.6	25.7	26.7	27.5	28.4	29.2	30.2	30.9	31.5	31.8	32.0	3.3
Sector servicios	10.1	10.3	10.5	10.7	10.9	11.1	11.3	11.5	11.7	11.9	12.1	12.1	12.0	11.9	11.8	1.1
Sector Autotransporte	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	10.7
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	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	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.

TABLA A. 26 BALANCE REGIÓN SUR-SURESTE DE GAS NATURAL, 2023-2037
 (MMPCD)

CONCEPTO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	TMCA
Origen	2,806.8	3,121.2	3,449.4	3,326.2	3,187.2	3,215.9	3,285.9	3,417.5	3,674.2	3,763.7	3,621.7	3,506.0	3,629.1	3,752.6	3,732.3	2.1
Producción regional	2,735.6	3,101.5	3,280.6	3,305.7	3,166.2	3,194.5	3,264.1	3,395.2	3,651.5	3,740.6	3,598.1	3,482.1	3,604.6	3,727.6	3,706.9	2.2
Importación	19.1	19.7	168.8	20.6	21.0	21.4	21.8	22.2	22.7	23.1	23.5	24.0	24.4	24.9	25.4	2.1
De otras regiones	52.1	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	n.a.
Destino	2,806.8	3,121.2	3,449.4	3,326.2	3,187.2	3,215.9	3,285.9	3,417.5	3,674.2	3,763.7	3,621.7	3,506.0	3,629.1	3,752.6	3,732.3	2.1
Demanda regional	2,806.8	2,832.6	3,049.0	2,902.4	2,816.3	2,716.5	2,579.6	2,370.2	2,118.5	1,935.6	1,884.3	1,871.7	1,885.0	1,781.8	1,792.7	-3.2
Sector petrolero	2,041.0	2,065.4	2,074.1	1,978.0	1,878.8	1,770.5	1,651.4	1,504.2	1,320.7	1,175.8	1,143.0	1,145.2	1,142.5	1,158.0	1,145.5	-4.0
Sector industrial	150.3	157.1	161.2	164.0	166.5	168.9	171.1	173.3	175.5	177.8	180.2	182.6	185.1	187.7	190.3	1.7
Sector eléctrico	613.7	608.4	812.0	758.7	769.2	775.3	755.2	690.9	620.4	580.1	559.1	541.8	555.4	434.1	454.9	-2.1
Sector residencial	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.9
Sector servicios	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-0.4
Sector Autotransporte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
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	n.a.
A otras regiones	0.0	288.6	400.4	423.8	370.9	499.3	706.3	1,047.3	1,555.6	1,828.0	1,737.4	1,634.4	1,744.1	1,970.8	1,939.6	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.

FUENTE: Elaboración propia con Información del IMP.



GLOSARIO³⁷

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.

³⁷ Tomado de Glosario de términos usados en el sector energético disponible en la siguiente liga: http://sie.energia.gob.mx/docs/glosario_hc_es.pdf



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 en las instalaciones de PEMEX 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 en un segmento 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 procesos comerciales.



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, Estados Unidos de América. 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 en ese sitio 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 natural que PEMEX podrá trasladar en las ventas de primera mano a sus clientes.
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 del Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CONAPO	Consejo Nacional de Población
CPCG	Centro Procesador de Gas
CRE	Comisión Reguladora de Energía
EIA	Energy Information Administration (EUA)
EPE	Empresas Productivas del Estado
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
Gas L.P.	Gas Licuado de Petróleo
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
MMMpcd	Miles de millones de pies cúbicos diarios
MMMpc	Miles de millones de pies cúbicos
Mmbtu	Millones de unidades térmicas británicas
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 Económico.
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

Statistical Review of World Energy 2023. 72nd edition, Energy Institute, 2023.

IGU World LNG Report 2023. International Gas Union. 2023.

IEA Gas Market Report Q2-2023. International Energy Agency 2023.

Estatus de la Infraestructura de Gas Natural. SENER, México, 2020.

Plan de Negocios de PEMEX, 2019-2023.

Política Pública en materia de Almacenamiento de Gas Natural. SENER, México, 2018.

Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional, 2021-2035, SENER, México, 2021.

Prontuario Estadístico de Gas Natural. SENER, México, 2021.

Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, 2015-2019, SENER, México, 2015.

Segunda Revisión Anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, 2015-2019, SENER, México, 2017.

Tercera Revisión Anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, 2015-2019, SENER, México, 2018.

Cuarta Revisión Anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, 2015-2019, SENER, México, 2019.

Segundo Plan Quinquenal Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, 2020-2024, SENER, México, 2020.

Primer Revisión Anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, 2020-2024, SENER, México, 2021.

Segunda Revisión Anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, 2020-2024, SENER, México, 2023.



DIRECCIONES ELECTRÓNICAS NACIONALES E INTERNACIONALES DE INTERÉS ESPECÍFICO Y GENERAL

https://www.energyinst.org/statistical-review	Energy Institute
http://www.gob.mx/cfe	Comisión Federal de Electricidad
http://www.eia.gov	U.S. Energy Information Administration
http://www.iea.org	International Energy Agency
http://www.oecd.org	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
https://www.gob.mx/hacienda	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
http://sie.energia.gob.mx/	Sistema de Información Energética
https://www.gob.mx/imp	Instituto Mexicano del Petróleo
https://www.inegi.org.mx/app/scian/	Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte
https://www.gob.mx/cnh	Comisión Nacional de Hidrocarburos
https://www.gob.mx/cre	Comisión Reguladora de Energía
https://www.gob.mx/imp	Instituto Mexicano del Petróleo

Notas aclaratorias:

La suma de los datos numéricos o porcentuales en el texto, gráficas y tablas 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.

Encuesta de Satisfacción: <https://es.surveymonkey.com/r/V7QNQD6>



GOBIERNO DE MÉXICO



SECRETARÍA DE ENERGÍA

Insurgentes Sur 890, Del Valle,
Benito Juárez, CP 03100, CDMX



gob.mx/sener