

El gas natural en México

Impacto de la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía en la transición y la integración energética regional

Javier Estrada
Víctor Rodríguez
Víctor Hugo Ventura



NACIONES UNIDAS

CEPAL

Gracias por su interés en esta publicación de la CEPAL



Si desea recibir información oportuna sobre nuestros productos editoriales y actividades, le invitamos a registrarse. Podrá definir sus áreas de interés y acceder a nuestros productos en otros formatos.

 www.cepal.org/es/publications

 www.cepal.org/apps

Este documento fue elaborado por Víctor Rodríguez y Javier Estrada, Consultores, bajo la supervisión de Víctor Hugo Ventura, Jefe de la Unidad de Energía y Recursos Naturales de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) en México. Se contó con la colaboración de José Manuel Arroyo, Debora Ley, Manuel E. Rojas, Eugenio Torijano, Santa Paola Centeno y Dolores Flores, Funcionarios de dicha Unidad.

Se agradecen las opiniones de las personas expertas del sector energético mexicano, en especial de Alberto Montoya, ex Subsecretario de Planeación y de Política Energética del Gobierno de México y actual Presidente de la Comisión de Mejora Regulatoria de México.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización o las de los países que representa.

Los límites y los nombres que figuran en los mapas incluidos en este documento no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Notas explicativas:

- La coma (,) se usa para separar los decimales.
- La palabra “dólares” se refiere a dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique lo contrario.

Publicación de las Naciones Unidas
LC/MEX/TS.2022/12
Distribución: L
Copyright © Naciones Unidas, 2022
Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago

Esta publicación debe citarse como: V. Rodríguez, J. Estrada y V. H. Ventura, *El gas natural en México: impacto de la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía en la transición y la integración energética regional* (LC/MEX/TS.2022/12), Ciudad de México, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2022.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Documentos y Publicaciones, publicaciones.cepal@un.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción.

Índice

Presentación.....	7
Resumen	9
A. Perfil del gas natural en México.....	9
B. Intercambios regionales y preocupaciones de seguridad energética.....	10
C. La nueva política mexicana de gas natural.....	12
D. Prospectiva 2030-2050 y exportación y complementación con Centroamérica.....	14
Introducción	17
I. Perfil del gas natural en México.....	23
A. Organización y regulación	23
1. Exploración y producción.....	23
2. Actividades industriales, logísticas y comerciales	24
B. Cadena de valor	25
C. Oferta y demanda	26
D. Balance volumétrico y comercial.....	32
E. Mercado y sistemas de precios.....	35
F. Recursos y reservas	37
G. Infraestructura de transporte, recepción y almacenamiento.....	39
1. Sistrangas.....	40
2. Proyectos privados.....	44
II. Intercambios regionales e integración energética	45
A. Panorama internacional del gas natural.....	45
B. Impacto de la pandemia de COVID-19.....	50
C. El gas natural en los Estados Unidos	54
D. Integración con los Estados Unidos y preocupaciones de seguridad energética	57
E. Crisis energética en Texas	61

1.	Lecciones de la crisis.....	63
2.	Repercusiones en el sistema energético mexicano.....	65
F.	La revolución de la energía limpia y la justicia ambiental en los Estados Unidos.....	67
III.	La nueva política de gas natural.....	71
A.	Crítica al neoliberalismo.....	71
B.	El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024.....	72
C.	Programa Sectorial de Energía 2019-2024.....	75
D.	Nuevos lineamientos de política energética.....	75
E.	Reformas a las leyes de electricidad e hidrocarburos.....	77
1.	Reforma a la Ley de la Industria Eléctrica.....	77
2.	Reforma a la Ley de hidrocarburos.....	79
3.	Reforma constitucional en materia de electricidad.....	79
F.	Retos de la nueva política de gas natural.....	82
1.	La opinión de los expertos.....	83
2.	Los principales desafíos en el corto y mediano plazos.....	84
3.	Ampliar el consumo.....	86
4.	Reexportar los excedentes.....	88
IV.	Prospectiva 2030 y 2050.....	89
A.	Las tendencias de mediano plazo.....	89
B.	Prospectiva oficial.....	91
C.	Prospectiva del gas natural en los Estados Unidos a 2050.....	93
D.	Suministro de gas natural a Centroamérica y el Caribe.....	97
1.	Los países centroamericanos.....	98
2.	Los países y territorios del Caribe.....	100
3.	México como subministrador de gas natural para Centroamérica y el Caribe.....	102
4.	Los Estados Unidos, máximo proveedor regional de gas natural.....	103
5.	Reflexiones sobre los mercados de gas natural de Centroamérica y el Caribe.....	104
V.	Conclusiones y reflexiones finales.....	107
	Bibliografía.....	113

Cuadros

Cuadro 1	México: consumo primario de energía, 2000 y 2019.....	26
Cuadro 2	México: Pemex, producción de gas natural, por origen y calidad, 2010-2019.....	27
Cuadro 3	México: producción de gas natural de Pemex, 2010-2019.....	29
Cuadro 4	México: oferta y demanda de gas seco, 2000 y 2019.....	30
Cuadro 5	México: consumo de energía para generación eléctrica, 2000 y 2019.....	31
Cuadro 6	México: consumo final de energía, 2000 en comparación con 2019.....	32
Cuadro 7	México: balance de gas, 2015-2020.....	32
Cuadro 8	México: precio de referencia internacional para la generación de electricidad, 2009-2019.....	36
Cuadro 9	México: recursos prospectivos por tipo de <i>play</i> y calidad del gas natural.....	38
Cuadro 10	México: reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2021.....	38
Cuadro 11	México: evolución de las reservas de gas natural, 2010-2020.....	39
Cuadro 12	México: proyectos en el Sistrangas aprobados por la Secretaría de Energía, 2020-2024.....	41

Cuadro 13	Mundo: consumo de energía primaria, 2018 y 2050	48
Cuadro 14	Países seleccionados: peso relativo de las importaciones en el consumo de gas natural de países altamente importadores de ese combustible, 2020.....	58
Cuadro 15	Países seleccionados: peso relativo del gas natural en la generación de electricidad en países altamente importadores de ese combustible, 2017	59
Cuadro 16	México: perspectiva del balance de gas seco en el escenario tendencial, 2020-2030	91
Cuadro 17	México: demanda de gas natural, 2020-2033	92
Cuadro 18	México: producción nacional de gas natural, 2020-2033	92
Cuadro 19	México: escenarios de importación de gas natural, 2020, 2024, 2028, 2030, 2033	93
Cuadro 20	México: dependencia externa en gas natural, 2020, 2024, 2028, 2030, 2033	93
Cuadro 21	Estados Unidos: escenarios de producción, consumo y precio de gas natural, 2020-2050.....	95
Cuadro 22	Estados Unidos: exportaciones y precio de gas en 2020-2050, escenario de referencia	95
Cuadro 23	Estados Unidos: comercio de gas natural de este país con Canadá y México, escenario de referencia	96
Cuadro 24	Centroamérica: población, PIB y consumo final de energía, 2019	98
Cuadro 25	El Caribe: población, PIB y consumo final de energía, 2019	101
Cuadro 26	Estados Unidos: exportaciones de gas natural a México, Colombia, Centroamérica y el Caribe, 2010-2020.....	103

Gráficos

Gráfico 1	México: consumo de energía, 1990-2018	27
Gráfico 2	México: producción de gas natural asociado y no asociado de Pemex, 2010-2019.....	28
Gráfico 3	México: Pemex, producción de gas natural, 1990-2018.....	28
Gráfico 4	México: Pemex, contenido de nitrógeno en la producción de gas natural, 2015-2019.....	29
Gráfico 5	México: gas quemado o enviado a la atmósfera, 2010-2019	30
Gráfico 6	México: demanda de gas seco, 2000-2019	31
Gráfico 7	México: peso de la importación en el consumo de gas excluyendo demanda de Pemex, enero de 2019 a enero de 2021	33
Gráfico 8	México: producción y consumo de gas natural, 1970-2018	33
Gráfico 9	México: producción e importación de gas seco, 2000-2019	34
Gráfico 10	México: importación de gas natural por ducto y barco, enero de 2019 a enero de 2021	35
Gráfico 11	México: importaciones de gas natural totales y provenientes de los Estados Unidos, 2005-2018.....	35
Gráfico 12	Henry Hub: precio <i>spot</i> del gas natural, 1997-2020	36
Gráfico 13	México y Estados Unidos: precios del gas natural en ambos países, julio de 2017 a julio de 2021.....	37
Gráfico 14	Mundo: producción de gas en el mundo, 1970-2020.....	46
Gráfico 15	Mundo: producción de gas natural, 1970-2020	46
Gráfico 16	Mundo: consumo de energía por tipo de energético, 2000-2020.....	47
Gráfico 17	Mundo: generación de electricidad con gas natural en el mundo, 1985-2019	47

Gráfico 18	Mundo: precio del petróleo Brent y del gas natural en Henry Hub, 1990-2019	49
Gráfico 19	Evolución del petróleo crudo West Texas Intermediate, 2019-2021.....	51
Gráfico 20	Evolución del precio del gas natural en Henry Hub, 2019-2021.....	53
Gráfico 21	Estados Unidos: origen de la producción bruta de gas natural.....	55
Gráfico 22	Estados Unidos: exportaciones de gas natural, 2000-2020	56
Gráfico 23	Estados Unidos: exportaciones de gas natural a México, enero de 2010 a julio de 2021.....	56
Gráfico 24	México: producción potencial de gas natural entre 2019 y 2030.....	60
Gráfico 25	México: consumo de gas natural en función del PIB.....	90
Gráfico 26	México: intensidad energética del gas natural, 2000-2020	90
Gráfico 27	Estados Unidos: producción de energía 2020-2050, escenario de referencia	94
Gráfico 28	México: escenarios de exportación de gas natural al país por gasoducto, según la US-EIA	96
Gráfico 29	Mundo: comparación de precios internacionales del gas natural, carbón y diésel	97
Gráfico 30	Estados Unidos: exportaciones de gas natural, 2000-2020	104
Recuadro		
Recuadro 1	Diagnostico energético en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (PND)	74
Mapas		
Mapa 1	México: infraestructura nacional de gas natural, 2020	42
Mapa 2	México: Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS, 2020-2024.....	43
Mapa 3	Centroamérica y el Caribe: principales puertos de importación y rutas de comercio de gas natural, 2021	105

Presentación

El gas natural ha sido el combustible más consumido en México desde 2014. Su participación en la canasta energética supera el 48% y sigue en ascenso. Desde hace dos décadas ha sido el energético con mayor dinamismo y ha superado el crecimiento de la demanda de electricidad y de la economía¹. Su principal motor ha sido la industria eléctrica, cuya demanda se multiplicó por cuatro entre 2000 y 2019 y explica el 95% del incremento en el consumo de gas en el país. Como la producción no ha logrado seguirle el paso a la demanda², la brecha se ha tenido que cerrar con importaciones que hoy representan el 70% del consumo y hasta el 93% si se excluye el gas seco que consume la industria petrolera³. El 96% del suministro externo proviene de los Estados Unidos, cuyo mercado ofrece la ventaja de la cercanía, la disponibilidad y el bajo precio. Las importaciones seguirán creciendo a menos que la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía de la presente administración resulte exitosa. Por lo pronto, México es el segundo mercado más grande del mundo en importaciones netas de gas natural por gasoducto, solo detrás de Alemania.

El objetivo de este estudio es analizar la situación del gas natural en México, las proyecciones de producción, consumo e importación, los problemas por resolver, las oportunidades y disyuntivas, las implicaciones de la nueva política energética en conexión con la transición energética, así como las posibles sinergias con los mercados emergentes de gas natural en Centroamérica y el Caribe⁴. El documento fue enriquecido con los comentarios y opiniones de personas expertas, académicas y conocedoras del tema, externados durante una reunión virtual realizada en septiembre de 2021 (CEPAL, 2021a). Con este tipo de investigaciones la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) busca contribuir al fortalecimiento de las políticas públicas en materia de gas natural en México.

¹ Entre 2000 y 2019 la demanda pasó de 3.800 a 8.200 mmpcd, lo que representa una tasa media de crecimiento anual del 3,8%, cifra mayor al crecimiento de la electricidad (3,4%) y la economía (2,2%).

² De un máximo histórico de 5.000 mmpcd en 2009 se pasó a 2.618 mmpcd en 2019.

³ Se trata de promedios anuales de 2020 (SENER, 2021e).

⁴ El análisis exhaustivo de la integración de México con los países vecinos de América del Norte y Centroamérica está fuera del alcance de este trabajo. Solo se aborda el aspecto energético comercial.

Resumen

El objeto de este estudio consiste en analizar la situación del gas natural en México, los problemas por resolver, las oportunidades y disyuntivas, las implicaciones de la nueva política de autosuficiencia, seguridad y soberanía energéticas, en conexión con la transición energética y la integración comercial con los países vecinos de América del Norte, Centroamérica y el Caribe.

A. Perfil del gas natural en México

La industria del gas natural se organiza alrededor de mercados abiertos a la participación privada y a la inversión extranjera. La reforma energética de 2013 sometió a Petróleos Mexicanos (Pemex) a limitaciones legales y regulatorias para que su participación no inhibiera la entrada y crecimiento de empresas privadas. Ocho años después, la industria del gas natural sigue siendo mayoritariamente pública.

El gas natural ha sido la energía más consumida en el país desde 2014. Su participación en el consumo primario alcanza el 48%. El avance del gas en la oferta de energía ha sido espectacular, con un crecimiento del 3,5% en promedio anual entre 2000 y 2019. La producción alcanzó un máximo histórico de 7.031 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en 2009 y declina desde entonces. De los 4.894 mmpcd extraídos en 2019 solo se obtuvieron 2.618 mmpcd de gas seco, frente a una demanda de 8.169 mmpcd. El 62,2% del consumo de gas seco se destina a la generación de electricidad. El 60,6% de la electricidad que se consume en el país es generada con gas.

La producción de gas solo permite cubrir el 30,3% de la demanda, el resto es cubierto con importaciones (69,7%). Quitando lo que Pemex consume, resulta que las compras externas cubrieron más del 93% de la demanda en 2020. Las importaciones se multiplicaron por 20 en la última década: en 2010 se importaron 281 mmpcd y 10 años después 5.686 mmpcd. Los Estados Unidos se posicionan prácticamente como proveedor único a partir de abril de 2020, porque el suministro por gasoducto es más económico y las importaciones de gas natural licuado provenientes de otras latitudes han perdido competitividad.

La estimación más reciente de los recursos y reservas confirma que hay más petróleo que gas en el país y ratifica la madurez del acervo de recursos convencionales. Los recursos prospectivos se estiman en 113.000 miles de barriles equivalentes de crudo (mmbpce); el 60% corresponde a aceite y el 40% a gas. Las reservas serían del orden de 23.000 mmbpce, el 77% de aceite y el 23% de gas. Los recursos prospectivos de gas totalizan 225 terapias cúbicas (Tpc), 63% en *plays* no convencionales. Las reservas totales y las reservas probadas se estiman en 30,8 y 10 Tpc, respectivamente, evaluadas al 1 de enero de 2021. Ese inventario alcanzaría para 17 años (las reservas totales) y 6 años (las reservas probadas) de consumo, volumen que no están a la altura de las necesidades de la economía a mediano y largo plazo.

La infraestructura es suficiente para satisfacer la demanda de transporte, pero convendría interconectar sistemas y crear redundancias además de expansiones a mediano plazo; el 86% se ubica en el norte del territorio nacional, hecho que refleja el desarrollo asimétrico en el país. La capacidad de almacenamiento es de solo dos días de consumo y su finalidad es meramente operativa. México carece de capacidad de almacenamiento estratégica. Entre los proyectos públicos y privados previstos para ampliar la infraestructura en la vertiente del Pacífico, algunos incluyen el acceso a gas traído de los Estados Unidos.

B. Intercambios regionales y preocupaciones de seguridad energética

La preferencia mundial por el gas se explica por sus ventajas técnicas, económicas y ambientales, sobre todo en la generación de electricidad. Se suele considerar que el gas es el puente para transitar de las energías fósiles a las renovables y será la energía más consumida hacia 2035, manteniendo su dominio hasta 2050 de acuerdo con los escenarios mundiales. Las reservas probadas no dejan de crecer: totalizan 197 Tpc con un alcance de 50 años al ritmo de producción actual (386 giga pies cúbicos diarios (Gpcd)).

Aunque los intercambios se han multiplicado y diversificado por los avances tecnológicos en el transporte y almacenamiento de gas natural licuado y se vislumbra el surgimiento de un mercado global de ese producto, aún se mantiene una estructura de tres mercados continentales, con sus respectivos mercados regionales y subregionales, donde privan condiciones específicas de oferta y demanda, así como lógicas y mecanismos de formación de precios. Esa separación tenderá a desaparecer conforme aumenten los países exportadores y se intensifique la competencia entre el gas natural licuado y el gas comercializado por gasoducto.

La estructura internacional del precio del gas natural dota a México de una ventaja comparativa muy importante para acceder al suministro que requieren las actividades intensivas en el uso del gas. El precio de referencia internacional utilizado para fijar el precio en México (el precio en Henry Hub) equivale a entre el 20% y el 30% del precio del petróleo. Ese diferencial de precios es un poderoso incentivo para el crecimiento de la demanda, pero un desaliento para la búsqueda y extracción de gas en el país.

El año 2020 fue muy difícil para la industria global del petróleo y el gas natural. Las medidas tomadas por los gobiernos para enfrentar la contingencia sanitaria resultaron en una fuerte contracción de la economía y la demanda de energía. La producción mundial de petróleo siguió un camino diferente, alimentada por el conflicto comercial entre la Federación de Rusia y Arabia Saudita. La tendencia divergente entre oferta y demanda se tradujo en un excedente global de más de 9 millones de barriles por día. Como resultado, el precio se desplomó a niveles de entre 20 y 30 dólares el barril. El precio de futuro a un mes del petróleo West Texas Intermediate cayó en terreno negativo por primera vez en la historia, llegando a -40 dólares el barril el 20 de abril.

La crisis petrolera global no ha sido simétrica en sus efectos. Para cada país el impacto ha sido diferente según la robustez y resiliencia de la industria petrolera local y el tipo de combustible. En general, el gas ha sido menos afectado que los petrolíferos por la diversidad de sus mercados de consumo y el bajo nivel de interdependencia entre las regiones. En los Estados Unidos la mayor afectación ha sido para el petróleo no convencional por las bajas cotizaciones. El gas no convencional ha resistido mejor la crisis; aun así, el precio llegó a caer en terreno negativo en algunas zonas, como en Waha Hub.

A partir de agosto de 2020 los precios comenzaron a recuperarse en un contexto de oferta declinante debido a que el cierre de numerosos pozos de *shale oil* contrajo la producción de gas asociado. Durante el primer semestre de 2021 las cotizaciones promediaron 3,2 dólares por millón de unidades térmicas británicas (Btu) con tendencia al alza⁵. El consumo de gas natural en los Estados Unidos alcanzó 93 Gpcd en 2019, al tiempo que la producción llegó a 112 Gpcd, el 67,9% en forma de *shale gas*. El excedente se tradujo en 12,8 Gpcd de exportación bruta y 5,2 Gpcd de exportación neta. Las importaciones provenientes del Canadá para satisfacer la demanda de gas de la Costa Este siguen siendo ingentes.

México es el principal destino de las exportaciones de gas producido en los Estados Unidos. Los envíos a México representan entre el 6,5% y el 7,5% del total producido en ese país y provienen principalmente de Texas. La gran mayoría se entrega mediante gasoducto. Durante la pandemia el flujo de importaciones no se detuvo y alcanzó un nivel récord de 7.400 mmpcd en junio de 2021. Es previsible que México siga siendo el mercado más importante para los Estados Unidos por ser el de menor costo y mayores utilidades. La creciente dependencia del gas importado de los Estados Unidos ha causado preocupación entre analistas y círculos oficiales por los riesgos y consecuencias de un choque de precios o de una interrupción del suministro. Esas inquietudes no se han traducido en medidas gubernamentales enérgicas para reducir la dependencia.

De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2018), México es un caso atípico: depende de los Estados Unidos en más del 90% para satisfacer su demanda comercial de gas, cuando ningún país con alta dependencia externa importa más del 52% de una sola fuente; México genera con gas más del 60% de la electricidad, otros no más de 45%; el 70% del suministro externo ingresa por la frontera entre Texas y Tamaulipas y el 60% por solo dos interconexiones; la capacidad de almacenamiento es de solo dos días, cuando lo prudente es disponer de algunos meses de consumo.

La CNH (2018) identifica la elevada dependencia externa en el agotamiento natural de los campos, pero sobre todo en la falta de inversiones en exploración y extracción, principalmente en aguas profundas y en yacimientos no convencionales. Según sus estimaciones, con un adecuado esfuerzo de inversión pública y privada —del orden de 268.000 mdd en 10 años— se podría alcanzar una producción de 5,5 Gpcd y abatir sustancialmente las importaciones. La crisis energética en Texas en febrero de 2021 reveló cuan reales son los riesgos para México de la alta dependencia del suministro de gas importado. Debido a la gravedad de los daños, por las gélidas tormentas invernales, el gobernador de Texas instruyó atender prioritariamente el consumo local antes que los envíos fuera del estado.

México sufrió una doble afectación: a los estragos causados por el fenómeno meteorológico en el Norte del país se sumaron la escasez de gas natural y el crecimiento vertical del precio. En esas circunstancias, algunos productores privados de electricidad decidieron dejar de producir y otros tuvieron que hacerlo por falta de combustible. Para evitar el colapso del sistema se aplicaron cortes rotativos de corta duración que afectaron a 23 estados del norte y centro del país. Tomó cinco días restablecer completamente el servicio.

⁵ En septiembre de 2021 el precio había escalado hasta 5 dólares por millón de Btu debido a las tensiones entre la oferta y la demanda.

Cuatro factores contribuyeron a resolver la crisis con rapidez y efectividad: la disponibilidad de centrales térmicas sobre la base de petrolíferos que estaban en la reserva fría de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) debido a su baja eficiencia; la existencia de una empresa pública que opera en todo el país, con recursos técnicos, humanos y financieros, pero también protocolos y experiencia en resolver situaciones críticas; la presencia de Pemex, que facilitó el suministro de combustibles, así como la intervención del gobierno federal al más alto nivel y la alineación de las instituciones involucradas para resolver la crisis en el menor tiempo posible. Pese a ello, se estima un sobrecosto para la CFE superior a 68.000 mdp.

Cuando México abandonó la política de autosuficiencia en 1992 aceptó los riesgos geopolíticos implícitos de la dependencia externa, que en aquel entonces era mínima. El bajo precio del gas estadounidense y su cercanía geográfica lo llevaron a tomar ventaja de la oportunidad. La dependencia creció hasta que un fenómeno meteorológico puso al descubierto la vulnerabilidad del país. Fue la segunda vez que México quedó a expensas de las decisiones tomadas unilateralmente por las autoridades de los Estados Unidos en materia de suministro de gas natural. La primera ocurrió durante la crisis eléctrica en California en 2000.

C. La nueva política mexicana de gas natural

Con el inicio de la presente administración la política energética dio un fuerte viraje. A partir de una severa crítica al neoliberalismo y a sus resultados, el presidente de la república ha destacado la necesidad de construir un nuevo pacto social, determinar nuevos objetivos nacionales y fijar nuevas rutas para alcanzarlos bajo un nuevo concepto de desarrollo. Su propósito es separar el poder político del poder económico, eliminar la corrupción y colocar nuevamente al Estado como impulsor y promotor del desarrollo.

El gobierno en funciones se ha comprometido a no incrementar la deuda pública; a no crear nuevos impuestos; a no elevar el precio de los combustibles y la electricidad por encima de la inflación; a garantizar el acceso universal a energía moderna; a impulsar el desarrollo sostenible, a favorecer el uso de tecnologías bajas en carbono y energías renovables; a establecer un reparto justo y equitativo de los beneficios derivados de los recursos naturales; y a resolver mediante el diálogo los conflictos sociales generados por los proyectos de energía. La presidencia ha refrendado el compromiso de implementar la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, impulsar la transición energética y cumplir con el Acuerdo de París.

La política energética anunciada al inicio de la actual administración (en diciembre de 2018) persigue tres propósitos fundamentales: autosuficiencia, seguridad y soberanía energética. La estrategia para conseguirlos es el rescate y fortalecimiento de Pemex y la CFE para que vuelvan a operar como palancas del desarrollo. El rescate se lleva a cabo sin cancelar los contratos firmados por pasadas administraciones, sin recurrir a la nacionalización ni a la expropiación. La idea detrás de fortalecer a las empresas públicas es recuperar el pleno dominio público del petróleo y la industria eléctrica, que en lo concreto significa acotar el avance del sector privado. La renovada orientación de la política energética parte de un diagnóstico que rechaza el proceso de privatización, la corrupción que lo acompañó y el estado ruinoso en que dejó a las empresas públicas del sector energético, endeudadas, con sus capacidades productivas disminuidas, con reducción de sus mercados y sujetas a una regulación desfavorable.

Dentro de la nueva política energética el gas natural es importante pero no prioritario. La prioridad de las inversiones del Estado está del lado del petróleo y sus derivados. Ciertamente se propone la autosuficiencia, pero las estrategias para elevar la producción y

detener el desperdicio son modestas. El *fracking*⁶ está descartado, al igual que nuevas incursiones de Pemex en aguas profundas. Solo se contempla aprovechar los recursos convencionales cercanos a campos e instalaciones existentes.

Se proyecta rehabilitar los centros procesadores, impulsar nuevos proyectos de transporte, ampliar la cobertura y alentar el almacenamiento. No hay intención de frenar el consumo, al contrario, se plantea impulsarlo procurando hacerlo más eficiente. Se aspira a un desarrollo eficiente del mercado mediante políticas públicas y no mediante la competencia. Pemex es la pieza clave de la política de gas natural, apoyado en una nueva política de asignaciones de exploración y extracción y su regreso a lo largo de toda la cadena de valor. El objetivo de autosuficiencia en gas natural se visualiza con Pemex produciendo lo que se necesite al margen de los productores privados.

Es una aspiración gubernamental establecer un modelo energético distinto, donde la transición energética no se limite a sustituir combustibles, sino a cambiar la manera de producir, consumir, financiar, cobrar impuestos y repartir los beneficios. Se conceptualiza como una tarea larga y compleja que no admite una visión segmentada, donde la cuestión del gas natural está entrelazada con la de otras energías y solo es posible proponer una solución integral. El gran desafío es el desenvolvimiento del sector energético en el marco del desarrollo económico considerando que la energía es un asunto de seguridad nacional, de ahí la necesaria presencia del Estado y la condicionalidad sobre los sujetos habilitados para realizar las actividades que integran las cadenas de suministro.

Así, el gobierno actual se propone fortalecer el poder del Estado, el poder nacional, para que el país solvete sus necesidades con sus propios recursos, capacidades científicas, tecnológicas, industriales, de infraestructura y equipos de uso final a precios accesibles para la población pobre, que es la mayoría. No se trata de cualquier sistema, estructura o industria, sino de enfocarse en los que menos tienen. La visión oficial es una situación de autosuficiencia liderada por empresas públicas preponderantes, un país donde el suministro de energía es confiable, suficiente, económico y de alta calidad, que satisface a consumidores racionales y eficientes, que cubre a la totalidad de la población con energía limpia y tecnología nacional.

El problema inmediato por resolver es el exceso de capacidad de transporte que la pasada administración contrató con empresas privadas de gasoductos sin tener ubicado lugar, volumen y período de consumo. Detener el venteo, la quema, las emisiones fugitivas y la contaminación por nitrógeno es otra tarea urgente, además de construir capacidad de almacenamiento. Frente al dilema de satisfacer la demanda con importaciones o aprovechar los recursos y reservas, el gobierno eligió lo segundo. El reto es enorme porque la autosuficiencia en gas natural sin apoyo de privados solo será posible con un aumento sustantivo de la producción de Pemex que reemplace importaciones y al mismo tiempo cubra el aumento de la demanda. Las reservas probadas y probables no necesariamente ofrecen el horizonte de planificación necesario para la autosuficiencia y el bajo precio del gas desalienta la inversión.

El potencial de recursos gasíferos convencionales es aún muy grande, al igual que el de los recursos no convencionales, pero se tendrían que invertir ingentes recursos públicos para transformar recursos en reservas y reservas en producción, además de tiempo y suerte para superar el riesgo en caso de no encontrar yacimientos a la altura de las aspiraciones gubernamentales. La posibilidad de aprovechar los recursos no convencionales mediante técnicas de *fracking* ha sido rechazada por las autoridades del país, al igual que las actividades

⁶ Fracturamiento hidráulico de lutitas y arenas compactadas.

en aguas profundas. La autosuficiencia es un objetivo prioritario del gobierno, pero no a cualquier precio y menos si acelera la privatización⁷.

Empresas y especialistas han señalado las ventajas y han presentado argumentos a favor del aprovechamiento de los recursos no convencionales, sin convencer a las autoridades. En la visión gubernamental el aumento de la producción de gas natural solo podrá provenir de yacimientos convencionales. Pero aun si cambia de opinión, sería muy difícil replicar las condiciones que hicieron posible el *boom* del gas proveniente de lutitas (*shale gas*) y de arenas compactadas (*tight gas*) en los Estados Unidos.

Aumentar la producción de gas aprovechando únicamente los recursos convencionales, sin apoyarse en empresas petroleras privadas, sin aumentar el endeudamiento de Pemex y utilizando únicamente contratos de servicio, es un reto ambicioso. Pemex es una empresa productiva que opera en un ambiente de mercado y que tiene por mandato de ley crear valor para el Estado mexicano, de ahí la necesidad de precios elevados del gas natural para justificar la inversión, además de medidas regulatorias, desarrollo tecnológico, integración de cadenas productivas, así como selección y concatenación de proyectos. Pemex podría producir gas natural en los Estados Unidos y exportar a México toda su producción, lo que sería compatible en el concepto de autosuficiencia de la actual administración⁸. Crear una empresa pública específica para la exploración y producción de gas natural podría ser parte de la solución.

El Gobierno de México está dispuesto a seguir impulsando el consumo, consciente de que si no puede elevar la producción se incrementarán las importaciones. Es una aceptación no deseada pero inevitable de los riesgos económicos y geopolíticos asociados al gas proveniente del extranjero. Podrían ser riesgos acotados que no impidan seguir aprovechando el gas abundante y barato de los Estados Unidos, pero el principio de precaución recomienda diversificar fuentes de suministro incluyendo fuentes locales, aunque resulten más costosas. La propia dinámica del mercado impulsa el crecimiento de la demanda. El bajo precio del gas natural —entre energéticos y entre regiones— es un poderoso estímulo al consumo, sobre todo cuando prevalece la idea entre los especialistas de que esa ventaja se mantendrá a mediano plazo e incluso en horizontes más lejanos.

Frente al dilema de permitir o no la exportación de gas traído de los Estados Unidos para exportarlo hacia el Lejano Oriente desde puertos mexicanos, el Gobierno de México ya optó por la primera opción. Aunque tal desarrollo queda en el ámbito de las oportunidades de negocio en un mercado liberalizado, requiere situarse y analizarse en una perspectiva más general que considere de manera central las implicaciones geopolíticas. No es posible obviar la asimétrica y compleja relación con los Estados Unidos.

D. Prospectiva 2030-2050 y exportación y complementación con Centroamérica

De continuar las tendencias, el consumo de gas mantendrá su expansión hacia 2030, la producción continuará declinando y las importaciones seguirían creciendo. Suponiendo un crecimiento anual del PIB del 2,7% durante la próxima década, el consumo de gas rondaría los 11 Gpcd en 2030, que en números redondos sería cubierto con un 10% de producción local y un 90% por importaciones. Ante la producción insuficiente Pemex tendría que completar con importaciones para realizar sus procesos.

⁷ Por privatización se entiende el proceso de desmonopolización de la industria petrolera, la creación de mercados donde alguna vez hubo un monopolio público o la venta de activos públicos.

⁸ La autosuficiencia fue uno de los argumentos utilizados para proponer la compra de la refinería de Deer Park, Texas, de la que Pemex ya era socio minoritario.

Las autoridades mexicanas son más optimistas porque suponen exitosos los programas de aumento de la producción. La Secretaría de Energía retiene tres posibilidades de crecimiento del PIB en el período 2020-2034: 3,2% (alto), 2,7% (medio) y 2,2% (bajo). Con base en esos supuestos, en el Plan Quinquenal del Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) se concluye que en 2030 México estaría consumiendo entre 10,2 y 13,7 Gpcd, produciendo entre 1,5 y 3,6 Gpcd e importando entre 6,4 y 12,2 Gpcd en 2030⁹.

De la combinación de supuestos de producción y demanda se derivan tres escenarios críticos que comparten la hipótesis de producción baja. El peor de los escenarios combina demanda alta con producción baja, lo que llevaría a una importación de 12,2 Gpcd en 2030 y a una dependencia externa del 88%. En la situación más favorable —demanda baja y producción alta— la dependencia externa sería del 45%.

Las perspectivas del gas en los Estados Unidos son favorables para México. De acuerdo con la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (US-EIA, por sus siglas en inglés) las fuerzas impulsoras de la producción y consumo de gas en ese país hacia 2050 serán las fuerzas del mercado, las políticas públicas y la tecnología. Las pautas serán marcadas por el aprovechamiento de los hidrocarburos no convencionales en lutitas y arenas compactadas de baja porosidad y permeabilidad, el bajo precio del gas natural y el costo declinante de las energías renovables.

De los escenarios elaborados por la US-EIA con horizonte en 2050, el de referencia indica que el gas se mantendrá como la principal fuente de energía, muy por delante de todas las demás. En todos los escenarios, excepto en el pesimista —de bajo crecimiento económico, escasos descubrimientos y poco avance tecnológico— la producción iría en ascenso hasta alcanzar entre 100 y 150 Gpcd en 2050, siempre por arriba del consumo (75-120 Gpcd), lo que dejaría un amplio excedente exportable. En este escenario de referencia las exportaciones netas se multiplican por tres y los Estados Unidos estaría exportando 22,3 Gpcd en 2050, la mayor parte en forma de gas natural licuado (70,4%). Ese último año el precio de referencia apenas habría llegado a 3,7 dólares de 2018. En otras palabras, en el escenario de referencia el futuro del gas natural en los Estados Unidos estaría caracterizado por grandes exportaciones y precios bajos.

La US-EIA elaboró 10 escenarios de exportación de gas natural a México vía gasoducto. En todos los casos las ventas irían al alza, de tal suerte que pasarían de 5,7 Gpcd en 2020 a 8,2 Gpcd en 2050. Hacia 2030 las ventas estarían entre 7 y 8 Gpcd, rango por debajo del intervalo de importaciones de los escenarios críticos del CENAGAS (6-12 Gpcd). En suma, la política energética no alcanzaría su cometido de autosuficiencia, en el mejor de los casos lograría frenar el ascenso de las importaciones.

Durante la última década del siglo pasado comenzaron a vislumbrarse proyectos para llevar gas natural al istmo centroamericano desde México y Colombia, al tiempo que los países caribeños miraban hacia las terminales de gas natural licuado en Texas, Luisiana y Trinidad y Tabago para un posible suministro. Las grandes reservas venezolanas añadían certeza a la incorporación del gas a la canasta energética y a su consumo a largo plazo. Las barreras técnicas y económicas impidieron concretar los proyectos en aquel entonces, principalmente por las reducidas dimensiones de la demanda.

⁹ Javier Estrada, en comunicación personal, hace notar que la importación de 12,2 Gpcd en 2030 proveniente de los Estados Unidos podría ser considerada por las autoridades estadounidenses como un alto nivel de exportaciones (10% de la producción de ese país) con posibles efectos en la disponibilidad interna y en el sistema de precios; por consiguiente, las ventas a México podrían ser parte de alguna política o negociación.

En la actualidad las perspectivas han mejorado. Las economías regionales han crecido y la dinámica del gas en los Estados Unidos facilita el abastecimiento. El número y frecuencia de los embarques se han incrementado, se movilizan barcos metaneros más pequeños y novedosas terminales flotantes posibilitan esquemas de suministro más flexibles y menos costosos, que además permiten reducir el plazo en el desarrollo de proyectos. El avance tecnológico facilita la creación de mercados minoristas a partir de centros de distribución acoplados a las grandes instalaciones de importación. La iniciativa de traer gas natural a Centroamérica y El Caribe ha sido también apoyada por algunas empresas eléctricas privadas que operan en la subregión.

Panamá inició importaciones de gas natural en 2018. En Nicaragua y El Salvador está prevista la entrada en operación de dos proyectos de generación eléctrica con base en ese energético. Guatemala está aprovechando pequeños yacimientos de gas para producir electricidad. Honduras ha incluido ese combustible en la expansión del parque de centrales de generación eléctrica. Costa Rica se plantea acompañar la transición energética con ese hidrocarburo. En el Caribe, Puerto Rico, República Dominicana y Jamaica importan gas natural licuado a partir de 2000, 2003 y 2016, respectivamente. Haití tiene proyectos de importación que aún no se han concretado.

La crisis migratoria que aqueja a la región a partir de 2019 y que involucra a los Estados Unidos, México, El Salvador, Guatemala y Honduras, ha dado origen a diversas propuestas para el desarrollo integral de los países del norte de Centroamérica, que incluyen la dimensión energética. México podría proveer gas natural y gas natural licuado si fructifica la extensión de la red nacional de gasoductos hacia los estados de Oaxaca y Chiapas, así como también podría complementar, a partir de la reexportación de gas natural licuado, el naciente mercado de pequeños buques metaneros que surten a los países de Centroamérica y el Caribe.

Introducción

A mediados de la década de 1990, México se propuso reemplazar el monopolio del Estado en gas natural por un modelo basado en mecanismos de mercado e inversión extranjera. Con esa nueva orientación el gobierno de la época aspiraba a crear una industria gasera robusta, eficiente y privada acorde con la modernización del país basada en una economía abierta. Hasta entonces las actividades estratégicas de esa industria estaban reservadas para Petróleos Mexicanos (Pemex). Ese modelo fue cuestionado durante el vasto programa de reformas estructurales emprendidas entre 1988 y 1992 para darle un curso liberal a la economía mexicana mediante la desregulación, la privatización y la liberalización.

Los cuestionamientos se profundizaron durante la negociación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) con los Estados Unidos y el Canadá, en la que México aceptó abrir la generación de electricidad y la construcción de gasoductos. En ese contexto, Pemex fue dividido en empresas subsidiarias en 1992, una de las cuales, Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), quedó a cargo de la cadena de valor del gas natural en las actividades posteriores a la exploración y producción del hidrocarburo.

La crisis financiera de 1994 detonó cambios que se venían gestando. Entre 1995 y 2018 se estableció y consolidó un modelo organizativo y regulatorio basado en mecanismos de mercado sin llegar a la liberalización total y completa. Se pensaba que la competencia permitiría asegurar el abastecimiento de gas en las mejores condiciones de seguridad, calidad y precio. Uno de los requerimientos de ese modelo consistía en la contracción de Pemex para acomodar a nuevos participantes y desactivar el potencial de la empresa pública para inhibir la competencia y obstaculizar el crecimiento de una industria gasera privada.

La primera gran transformación intervino en 1995 con la apertura al capital extranjero de las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, exportación, importación y comercialización de gas¹⁰, pero también con la transformación de la Comisión Reguladora de

¹⁰ El suministro de GNL se incluyó dentro de las actividades liberalizadas en la primera mitad de la década de 2000.

Energía (CRE) en organismo encargado de la supervisión y regulación de las actividades liberalizadas. Pemex conservó la exclusividad en la exploración, producción y ventas de primera mano (ventas al mayoreo). De ahí la constitución de un modelo híbrido con exclusividad de Pemex en exploración, producción y procesamiento de gas natural, así como dominancia en el transporte y las ventas al mayoreo. En 2004 se introdujeron contratos de servicios operativos para que el sector privado participara en la exploración y extracción, sin lograr el éxito esperado en términos de un aumento sustancial de la producción.

Ese modelo organizativo y regulatorio, que el gobierno veía como transicional, permitió expandir las redes de transporte y distribución con capital privado y multiplicar el número de participantes en la industria. La rápida declinación de la producción a partir de 2009 fue compensada con importaciones hasta que los gasoductos resultaron insuficientes y la brecha entre oferta y demanda se saldó con racionamientos (alertas críticas) que a partir de 2011 se hicieron cada vez más grandes¹¹. Aguas abajo la red de gasoductos solo había crecido en 2.000 km entre 1995 y 2012, equivalente a una tasa de crecimiento promedio anual del 1%¹². Frente a la emergencia las autoridades sectoriales pusieron en marcha una estrategia de suministro en agosto de 2013, con el propósito de conseguir un suministro seguro, confiable y competitivo. Inició entonces un proceso de expansión y fortalecimiento de la red de grandes gasoductos combinando inversión pública y privada que continuó hasta 2018.

La reforma energética de 2013-2014 le imprimió un impulso definitivo al modelo de mercado. Se realizaron cambios constitucionales para abrir las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural, se hicieron ajustes regulatorios para acelerar la competencia aguas abajo, se adoptó la figura de planes quinquenales de expansión de la infraestructura. De igual forma, se establecieron nuevas facultades y responsabilidades para la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Secretaría de Energía y se creó la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).

Ese andamiaje legal, regulatorio e institucional se complementó con la emisión de políticas públicas específicas, primero para el desarrollo del mercado de gas natural (2016) y posteriormente para el almacenamiento estratégico y operativo en atención al tema de la seguridad energética (2018). Al mismo tiempo se creó el Sistema de Reguladores del Sector Energético, integrado por la CNH, la CRE y la ASEA (ASEA, 2018), para ofrecer garantías de certeza regulatoria de largo plazo y hacer de los órganos reguladores facilitadores de inversiones para el desarrollo del sector energético, al margen de la influencia de los ciclos políticos, los agentes regulados y los factores externos (SENER, 2018).

Todos esos cambios impactaron profundamente a Pemex. El remplazo del monopolio público por un mercado abierto se tradujo en acciones para acotar y remplazar a la empresa nacional por empresas privadas. Fue un proceso con altibajos, con cambios paulatinos, pero también abruptos. La reforma de 1995 restringió la integración vertical transporte-distribución por lo que Pemex y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) tuvieron que vender sus redes y abandonar el negocio de la distribución¹³, aunque conservaron ductos de transporte y contratos de ventas al mayoreo, pero con precios regulados por la CRE.

¹¹ Alcaraz y Villalvazo (2016) estiman que el desabasto de gas natural a partir del segundo trimestre de 2012 y hasta la segunda mitad de 2013 redujo la tasa anual de crecimiento del PIB en 0,28 puntos porcentuales en el segundo trimestre de 2013.

¹² En ese último año (2012) la red contaba con 11.347 km, de los que el 80% es operado por Pemex (SENER, 2018c). En 2019 la red habría llegado a 18.800 km.

¹³ El gobierno también obligó a la CFE a vender sus redes y salir del negocio de la distribución de gas, en sentido contrario a lo que estaba sucediendo en el mundo, con la integración de las cadenas de gas y electricidad.

Los cambios más profundos se hicieron al implementar la reforma constitucional en 2013 y la legislación secundaria en 2014. Pemex tuvo que ceder recursos y reservas de petróleo y gas natural al igual que campos y áreas de interés petrolero para que fueran contratadas con el sector privado en licitaciones organizadas por la CNH. También tuvo que ceder la red troncal de gasoductos al Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), organismo público descentralizado¹⁴. El cierre de filiales y la venta de participaciones accionarias en diversas empresas como Gasoductos de Chihuahua y Ductos y Energéticos del Norte completaron su salida del negocio del transporte de gas. Lo mismo sucedió con los contratos de venta mayorista, de los que el 70% tenía que ser transferido a sus competidores para cumplir la regulación asimétrica decretada por la CRE en 2015¹⁵.

Ese modelo de mercado plenamente liberalizado sufrió su primer revés con el cambio de política pública el 1 de diciembre de 2018. Desde su entrada en funciones, el nuevo presidente de la república manifestó su desacuerdo con las reformas de mercado aplicadas por las administraciones anteriores y decretó el fin del neoliberalismo en el país. Al mismo tiempo puso en marcha acciones encaminadas a transformar la vida pública, mediante la separación del poder político del poder económico, la eliminación de la corrupción, la participación del Estado como impulsor y promotor del desarrollo y otras medidas económicas y sociales.

Uno de los puntos medulares de la nueva política económica (anunciada en diciembre de 2018), es la recuperación de la fortaleza del Estado en el sector energético, visualizado como garante de la seguridad y la soberanía energéticas. El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 señala que “la reforma energética impuesta por el régimen anterior causó un daño gravísimo a Petróleos Mexicanos y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), empresas productivas del Estado que ya venían sufriendo el embate de los designios privatizadores” (Gobierno de México, 2019, pág. 50). Por consiguiente, un propósito de importancia estratégica para la presente administración es el rescate de Pemex y la CFE para que vuelvan a operar como palancas del desarrollo¹⁶.

El rescate se realiza sin cancelar contratos otorgados por pasadas administraciones ni recurrir a la nacionalización o expropiación. La instrumentación de la nueva política se fue perfilando en el Plan Nacional de Desarrollo, el Programa Sectorial de Energía, así como en memorándums, conferencias ofrecidas por el propio Presidente de la República y algunas otras medidas¹⁷. No obstante, la cuestión del gas natural quedó subsumida y dispersa en la nueva orientación política sin que hasta el momento se haya hecho un planteamiento específico.

Debido a esa indefinición, el desarrollo de la industria del gas natural bajo el nuevo paradigma —basado en un modelo de mercado con dos empresas públicas dominantes y fortalecidas—, plantea múltiples interrogantes. ¿La nueva política de seguridad y soberanía energética permitirá alcanzar la autosuficiencia? ¿Cuánta producción de gas seco se requiere y en cuánto tiempo? ¿Sería necesario aprovechar los recursos no convencionales para conseguirlo? ¿Si no se consigue la autosuficiencia en cuánto se podrían reducir las importaciones? ¿Cómo se verá afectada la demanda de gas natural con la política de privilegiar la generación eléctrica de la empresa pública? ¿Cómo se resolverá el excedente de capacidad

¹⁴ La transferencia de los gasoductos al Cenegas precipitó la desaparición de Pemex Gas y Petroquímica Básica.

¹⁵ En julio de 2019, la CRE comunicó que el programa de cesión de contratos de Pemex había concluido en febrero de ese año: Pemex había cedido el 56% del volumen de su cartera de comercialización.

¹⁶ La documentación oficial no especifica el contenido y alcance del propósito de que las empresas públicas vuelvan a operar como palancas de desarrollo.

¹⁷ La iniciativa de reforma eléctrica presentada a finales de 2021 incluyó la fijación de umbral mínimo de participación estatal del 54% en la producción de electricidad, medida que en caso de ser aprobada, coadyuvaría al fortalecimiento de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En cuanto al suministro de combustibles modernos para las familias de menores ingresos (en su mayor parte gas licuado del petróleo, GLP), en 2021 fue creada la iniciativa Gas Bienestar para ofrecer precios justos, con cilindros supervisados bajo estrictos controles de calidad.

de transporte de gas natural contratada por la CFE? ¿Continuará la ampliación de la red de gasoductos hacia las regiones del país que no cuentan con el energético? ¿Qué implicaciones tiene la nueva política energética en el comercio de gas con los países vecinos? ¿Qué papel jugará el gas natural en la transición energética?

El objetivo de este estudio consiste en analizar la situación del gas en México, los pronósticos, los problemas a resolver, las oportunidades y disyuntivas, las implicaciones de la nueva política de autosuficiencia, seguridad y soberanía energéticas, en conexión con la transición energética y la integración comercial con los países vecinos de América del Norte y Centroamérica. Antes de iniciar el análisis se aclaran dos conceptos utilizados de manera recurrente en este documento.

Por una parte, el término transición energética se refiere a cambios estructurales en el sector energético motivado por el avance tecnológico, el declive geológico, la degradación ambiental, las preocupaciones sociales, las políticas públicas y los compromisos internacionales en torno a la lucha contra el calentamiento global y el cambio climático. La modificación de la cesta energética es el cambio más publicitado y se refiere al remplazo de carbón y petróleo por energías de baja huella de carbono, ya sea energía nuclear o fuentes renovables de energía. El gas natural suele ser tratado como energía alternativa porque es el combustible fósil que menos contamina. Es por esa razón que el tránsito hacia energías de menor huella de carbono se suele denominar transición energética sostenible.

Por otra parte, el término seguridad energética alude a la disponibilidad de energía suficiente, económica y sin interrupciones que garantice la continuidad del proceso económico, la salud y la alimentación, el suministro de agua y servicios de saneamiento, la educación y el esparcimiento, la movilidad y la comunicación, entre otras necesidades humanas (Rodríguez, 2018). Alcanzar los objetivos del desarrollo sostenible de la Agenda 2030 de la Organización de las Naciones Unidas presupone contar con energía suficiente y asequible para dar viabilidad a dichos objetivos.

La preocupación central de la seguridad energética se encuentra en las interrupciones y los precios elevados. Los energéticos deben ser producidos, transportados y entregados a la puerta del consumidor final con la oportunidad y calidad requerida. A su vez, los precios deben permitir que el suministro de energía sea una actividad rentable para garantizar su reproducción, pero tampoco deben ser excesivos porque de otra manera frenarían el crecimiento económico, dejarían a los energéticos fuera del alcance de los hogares de bajos ingresos y profundizarían las desigualdades sociales.

Los riesgos que pesan sobre la seguridad energética son múltiples y variados. Durante el siglo pasado fueron notorios aquellos relacionados con el ejercicio de la soberanía de los Estados sobre sus recursos naturales y las condiciones de acceso a dichos recursos. La concentración de yacimientos y producción en algunos países y regiones, así como la dependencia en la que incurrían los países importadores que no han logrado dotarse de una canasta energética equilibrada, han gestado relaciones geopolíticas en petróleo, gas natural, carbón y uranio, algunas de las cuales aún prevalecen en la actualidad.

Existen riesgos asociados a los límites de los recursos naturales, la vulnerabilidad de los sistemas complejos y a las condiciones locales en las que ocurre el suministro de energía. El agotamiento de los yacimientos, los fenómenos naturales catastróficos¹⁸, la infraestructura insuficiente o deficiente, las fallas de componentes, la fatiga de materiales, las fallas de diseño,

¹⁸ Terremotos, tsunamis, inundaciones, nevadas, deslizamientos de tierra, erupciones volcánicas, huracanes, tormentas y heladas.

la inestabilidad política y los movimientos sociales¹⁹ son hechos o acontecimientos que podrían derivar en la interrupción o encarecimiento del suministro de energía. Las fallas en la organización y regulación de las industrias de la energía son otro factor de riesgo. En décadas recientes se ha observado que fallas de diseño, así como fallas regulatorias, institucionales y de gobernanza han afectado los sistemas energéticos, particularmente a los sistemas eléctrico, tanto en países en desarrollo como en países avanzados.

Entre las preocupaciones recientes se cuentan la biocapacidad del planeta que impone límites a la producción de energía; la resistencia y resiliencia de los sistemas energéticos frente a los fenómenos derivados del calentamiento global y el cambio climático; los ciberataques a los operadores de los servicios energéticos y la resiliencia digital; los desbalances de la transición energética reflejados en pérdida de confiabilidad y altos costos de la electricidad; la geopolítica de las tierras raras utilizadas en dispositivos que generan, almacenan o usan electricidad, así como la interdependencia entre seguridades (energética, alimentaria, hídrica, ambiental, sanitaria, pública y nacional).

Este documento se organiza en cuatro capítulos: en el primero se presenta la situación actual de la industria y el mercado de gas natural en México. En el segundo capítulo se expone el panorama internacional considerando la situación actual y las perspectivas en los Estados Unidos, principal fuente de suministro para México y Centroamérica. La actual política energética de México se expone en el tercer capítulo. La prospectiva a 2030 y 2050 se desarrolla en el cuarto y último capítulo, así como el suministro a los países de Centroamérica y El Caribe. En la conclusión se proponen algunas medidas encaminadas a resolver los problemas y encarar los retos futuros.

¹⁹ Terrorismo, guerrilla, golpes de estado, bloqueos comerciales, robo masivo de combustibles, resistencia comunitaria a los desarrollos energéticos y el fenómeno NIMBY (*not in my backyard*).

I. Perfil del gas natural en México

En este capítulo se analizan las condiciones de base de la industria del gas natural en México, la cadena de valor, la oferta y la demanda, los recursos y las reservas, así como la infraestructura de ductos, terminales y sistemas de almacenamiento. De igual modo, se analiza el mercado y el sistema de precios afectados por la pandemia de coronavirus.

A. Organización y regulación

El marco jurídico hasta ahora vigente prevé una serie de instrumentos y mecanismos para favorecer la emergencia de una industria privada de gas natural sujeta a fuerzas competitivas y establece una arquitectura institucional acorde con el modelo de mercado. Existen dos autoridades reguladoras, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), con autonomía técnica, operativa y de gestión. Ambos reguladores deben coordinarse con la Secretaría de Energía y con las autoridades que sea necesario con la finalidad de que sus actos y resoluciones se emitan de conformidad con las políticas públicas del Gobierno de la República.

1. Exploración y producción

La propiedad del subsuelo y los minerales le corresponde a la nación, por lo que solo ella puede explorar y extraer hidrocarburos mediante operadores públicos y privados. La administración del subsuelo la realiza el ejecutivo federal, encargado por ley de establecer las zonas abiertas a la búsqueda y extracción de hidrocarburos. El reconocimiento y la exploración superficial está sujeta a un régimen de autorizaciones otorgadas por la CNH.

Las actividades de exploración y extracción se realizan mediante asignaciones o contratos²⁰, y las concesiones están prohibidas. Las asignaciones están reservadas a empresas productivas del Estado como Pemex, mientras que los contratos se otorgan a la firma petrolera

²⁰ La Constitución señala los contratos de servicios, de utilidad compartida, producción compartida y de licencia.

que gane la licitación. Las asignaciones hechas a Pemex pueden migrar al régimen de contratos si lo autoriza la Secretaría de Energía²¹.

Asimismo, en una migración se puede incorporar un socio elegido mediante una licitación. Los contratistas están habilitados para disponer libremente de la producción que les corresponda y Pemex debe entregarla al comercializador del Estado. No se permite que los asignatarios y contratistas registren las reservas como suyas, pero sí pueden reportar los beneficios esperados a las bolsas de valores. Los sistemas de recolección y transporte se rigen por el principio de acceso abierto²², y las terminales de importación y exportación también están sujetas a ese principio²³.

La Secretaría de Energía propone las zonas de reserva y la plataforma de producción; establece la política de restitución de reservas; otorga y revoca asignaciones²⁴; selecciona las áreas contractuales; aprueba el plan quinquenal de licitaciones y establece los modelos de contratación y su contenido técnico. La ley se encarga de atender y cuidar los intereses nacionales, la seguridad energética, la sustentabilidad de la plataforma de extracción y la diversificación de mercados.

La CNH regula la exploración y la extracción, incluyendo la recolección de hidrocarburos, la perforación de pozos, la cuantificación de reservas y recursos, la certificación de reservas, la medición de la producción, el aprovechamiento de gas natural asociado y el establecimiento de estándares técnicos y operativos. De igual forma, propone el plan quinquenal de licitaciones de áreas petroleras, aprueba los planes de exploración, desarrollo y extracción y supervisa su cumplimiento; aprueba los programas anuales de inversión y operación, así como la cesión del control operativo o corporativo. La CNH está legalmente obligada a ejercer sus funciones procurando elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo y de gas natural siempre y cuando sea viable económicamente.

2. Actividades industriales, logísticas y comerciales

Las actividades aguas abajo están abiertas a la inversión privada bajo un régimen de permisos. La Secretaría de Energía expide los permisos de procesamiento, exportación e importación de gas natural. La CRE se encarga de los permisos de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y gestión de los sistemas integrados. Los permisos están sujetos a revocación por incumplimiento. La integración vertical está sujeta a restricciones, esencialmente para evitar subsidios cruzados, conflictos de interés y desarrollo de condiciones monopólicas. Se permite la integración horizontal en el transporte siempre y cuando permita ampliar la cobertura o mejorar la prestación de los servicios. La distribución forma ahora parte de la actividad de transporte.

Una mayor parte de los ductos de transporte, tanques de almacenamiento, equipos de compresión, plantas de licuefacción, descompresión, regasificación e instalaciones vinculadas a la infraestructura de transporte y almacenamiento se agrupa en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (Sistrangas), un sistema que se extiende por casi todo el país. La conexión al Sistrangas es obligatoria para la infraestructura pública,

²¹ La Secretaría de Energía diseña los modelos contractuales y establece los lineamientos de los procesos de licitación. La SHCP establece la fiscalidad y determina las variables de adjudicación. La CNH realiza la licitación, asigna ganadores y suscribe los contratos.

²² La regulación determina porcentajes de usos propios, que pueden llegar al total de la capacidad de la instalación en los sistemas de recolección.

²³ La transición del monopolio al modelo de mercado implicó la remoción de barreras a la entrada y en ese contexto se ubica el concepto de regulación asimétrica.

²⁴ Pemex ha intentado devolver asignaciones que no puede atender o invertir en ellas, la mayoría de las cuales no presentan viabilidad económica, pero la Secretaría de Energía no las ha revocado.

opcional para la privada. La gestión de ese gran sistema está a cargo del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), organismo público descentralizado cuyo objeto es garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en dicho sistema. La ley le ordena ejercer sus funciones bajo los principios de eficiencia, transparencia, objetividad e independencia de los permisionarios cuyos sistemas conformen el Sistrangas. Las reglas de operación son emitidas por la CRE.

La expansión de la infraestructura está prevista en un plan quinquenal indicativo emitido por la Secretaría de Energía²⁵, que contiene los proyectos estratégicos y de cobertura social²⁶. El CENAGAS licita los proyectos estratégicos entre firmas privadas; las empresas públicas solo pueden reservar una fracción de la capacidad construida²⁷. Los proyectos no estratégicos quedan a cargo de empresas públicas o privadas actuando por su cuenta y riesgo. Se prevén temporadas abiertas para que los usuarios reserven capacidad de transporte o almacenamiento en base firme²⁸. Los principales aspectos regulatorios se ubican en el acceso abierto, las restricciones a la integración vertical, los precios y tarifas, la calidad del gas, las obligaciones de los permisionarios y las participaciones accionarias. Si existen condiciones de competencia efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), el mercado define los precios y tarifas; en caso contrario, están sujetas a la regulación económica que determine la CRE²⁹.

La Secretaría de Energía expide la política pública de suministro, acceso abierto y almacenamiento de gas natural. Instruye a las empresas públicas para que realicen las acciones necesarias con el fin de garantizar que sus actividades y operaciones no obstaculicen la competencia y el desarrollo eficiente de los mercados. La CRE regula las actividades y la gestión de los sistemas integrados; asimismo, aprueba las bases de la licitación elaboradas por el CENAGAS y las temporadas abiertas que realicen los permisionarios.

B. Cadena de valor

El desarrollo alcanzado por la industria del gas natural en México se aprecia mejor a la luz de la concurrencia que existe en las diferentes etapas que integran la cadena de valor.

- Exploración y extracción. Hacia finales de 2018 el regulador del subsuelo había logrado adjudicar 104 contratos de 157 ofertados en nueve licitaciones internacionales. Pemex es titular o socio en 14 contratos. También existen siete contratos derivados de asignaciones de Pemex migradas al sistema de contratos: se trata de tres asociaciones estratégicas o *farmouts*³⁰, tres migraciones con socio y una migración sin socio³¹. En total hay 111 contratos petroleros vigentes, de los que 35 son de producción compartida y 76 de licencia. Atendiendo a su ubicación hay 52 contratos terrestres, 32 en aguas

²⁵ La ley plantea una combinación de planeación normativa con planeación indicativa en un sector desregulado donde participan empresas públicas y privadas en un régimen de competencia. En esas condiciones no es posible optimizar el suministro porque funciona con base en órdenes e incentivos y no toda la infraestructura es pública.

²⁶ Los proyectos se definen como estratégicos cuando tienen las características siguientes: diámetro de 30 pulgadas o más, presión operativa igual o superior a 800 libras y una longitud de al menos 100 kilómetros; aportan redundancia al sistema, incluyendo el almacenamiento; brindan una nueva ruta o fuente de suministro a un mercado relevante, o cuando lo determina la Secretaría de Energía por razones de seguridad de suministro.

²⁷ Antes de la liberalización Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) reservaba toda la capacidad para acomodar el volumen correspondiente a las ventas de primera mano de gas natural, producido o importado por Pemex. La creación del CENAGAS corresponde a una de las medidas para terminar con la dominancia de Pemex en la cadena de valor del gas natural.

²⁸ Un servicio en base firme consiste en la entrega recepción de la cantidad confirmada en el punto convenido hasta la cantidad máxima diaria especificada en el contrato, sumando o descontando la cantidad que corresponda al gas natural combustible. Existen traslapes entre los mandatos de la CRE y la COFECE (Contreras, 2014).

³⁰ Asociaciones entre el sector público y privado que permiten compartir riesgos financieros, tecnológicos y geológicos.

³¹ Se trata de los *farmouts* Trión, Cárdenas-Mora y Ogario; la migración sin socio El-Balam y las migraciones con socio El Golpe, Misión y Ébano.

someras y 28 en aguas profundas (CNH, 2019a). Pemex cuenta con 396 asignaciones de exploración y extracción o ambas actividades³². Existían, además, 73 autorizaciones de reconocimiento y exploración superficial³³.

- Procesamiento. Pemex opera los nueve centros procesadores de gas natural en el país.
- Transporte y almacenamiento. La CRE tenía registrados 65 permisos de transporte por medio de gasoductos de acceso abierto, con una longitud de 20.472 km. La vigencia de los permisos es de 30 años con posibilidad de continuar otros 15. También se tienen cuatro permisos de almacenamiento, uno de los cuales amparaba un depósito subterráneo —no construido— y los otros correspondían a tres terminales de gas natural licuado.
- Distribución y comercialización. La CRE reportaba 31 permisos de distribución, todos en operación, así como 63 permisos de comercialización de los cuales 36 están en operación.

La cadena de valor es concurrída con excepción del procesamiento, en donde solo participa Pemex y una empresa privada debido a una apertura relativamente reciente.

C. Oferta y demanda

El gas natural es la energía más consumida en México y la de mayor dinamismo. Su participación en el consumo primario de energía alcanzó el 48% en 2019³⁴. El segundo sitio es para el petróleo (37%). Muy por detrás se encuentran el carbón, la energía nuclear, la hidroelectricidad y las fuentes renovables de energía (véase el cuadro 1).

Cuadro 1
México: consumo primario de energía, 2000 y 2019
(En petajoules)

Rubro	2000	Porcentaje	2019	Porcentaje
Crudo y petrolíferos	3 492,5	52,3	3 261,1	37,0
Gas natural y condensados	2 213,7	33,1	4 227,2	48,0
Carbón y coque	274,3	4,1	541,5	6,1
Nuclear	90,3	1,4	124,8	1,4
Renovables	606,4	9,1	661,1	7,5
Total	6 680,4	100,0	8 811,1	100,0

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la Secretaría de Energía (SENER) de México, Sistema de Información Energética [en línea] <https://sie.energia.gob.mx/>.

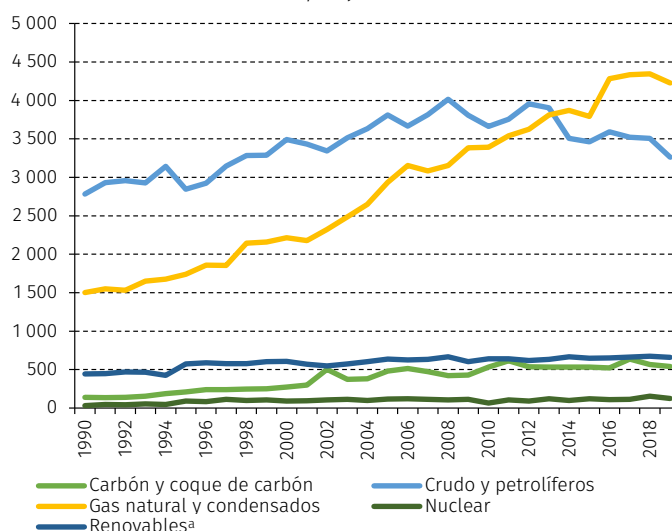
El avance del gas en el consumo primario de energía ha sido espectacular, con un crecimiento de 3,5% en promedio anual entre 2000 y 2019. El petróleo y sus derivados, en cambio, han retrocedido a una tasa de -0,4%. Esas dinámicas tan distintas precipitaron la caída del petróleo como energía dominante y llevaron al gas a la cúspide a partir de 2014 (véase el gráfico 1). Aunque el gas natural está remplazando al petróleo, juntos representan el 85% del consumo primario de energía. Esa dependencia tan elevada en hidrocarburos tiende a dificultar la transición hacia un sistema energético con menor huella de carbono. La producción de gas natural alcanza 4.894 mmpcd (véase el cuadro 2). Está integrada por gas asociado (79,7%) y gas no asociado (20,3%). Como la mayor parte de la producción se obtiene de la extracción de petróleo crudo, la proporción de gas amargo (75,4%) es mucho mayor que la de gas dulce (24,5%).

³² Cifras al 31 de agosto de 2019.

³³ Cifras al 28 de septiembre de 2018.

³⁴ El consumo primario (oferta interna bruta) incluye importaciones netas de energía primaria y secundaria.

Gráfico 1
México: consumo de energía, 1990-2018
 (En petajoules)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la Secretaría de Energía (SENER) de México, Sistema de Información Energética [en línea] <https://sie.energia.gob.mx/>.

^a Incluye comercio neto de electricidad.

Cuadro 2
México: Pemex, producción de gas natural, por origen y calidad, 2010-2019
 (En millones de pies cúbicos diarios)^a

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Por origen										
Gas asociado	4 562	4 423	4 475	4 608	4 820	4 826	4 541	4 057	3 805	3 903
Gas no asociado	2 458	2 171	1 910	1 763	1 712	1 575	1 252	1 011	1 042	992
Por calidad										
Gas amargo	4 312	4 131	4 135	4 214	4 459	4 509	4 258	3 799	3 483	3 613
Gas dulce	2 708	2 463	2 249	2 156	2 072	1 892	1 535	1 269	1 301	1 176
Total	7 020	6 594	6 385	6 370	6 532	6 401	5 792	5 068	4 847	4 894

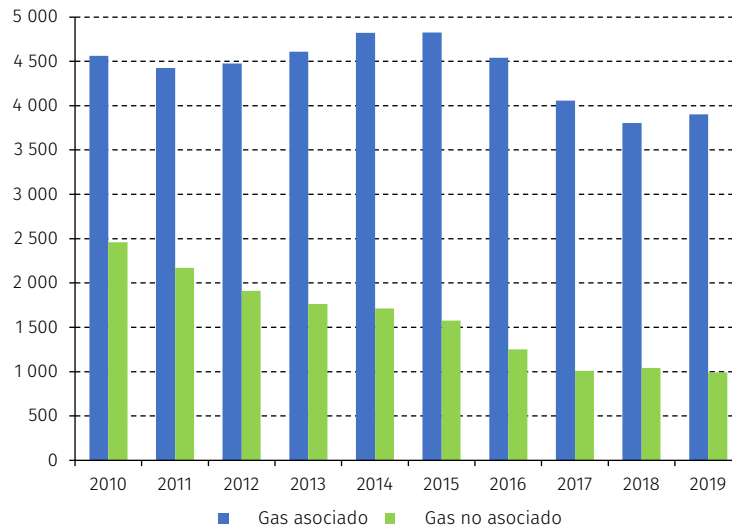
Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de Petróleos Mexicanos (Pemex), Base de Datos Institucional [base de datos en línea] <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas>.

^a Incluye nitrógeno.

La producción de gas no asociado ha caído más rápido y desde más tiempo atrás que la producción de gas asociado (véase el gráfico 2). Es el resultado de una política de inversión que privilegia la extracción de petróleo por su elevada rentabilidad, facilidad de comercio, aporte de divisas y contribución fiscal³⁵. La producción de gas natural alcanzó un máximo histórico de 7.031 mmpcd en 2009. A partir de entonces se ha contraído. En 2019 solo llegó a 4.894 mmpcd (véase el gráfico 3).

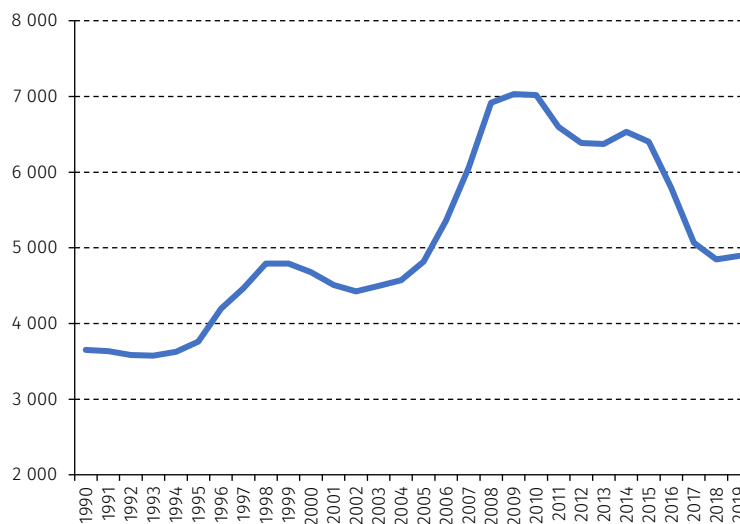
³⁵ Un millar de pies cúbicos de gas costaba 12,16 dólares en Henry Hub en julio de 2008. Cuatro años después, en abril de 2012, ya solo valía 2,28 dólares (80% menos). Ese año, la utilidad operativa en la producción de petróleo era de alrededor de 80 dls/bl en tanto que la de gas apenas llegaba a 50 centavos por millar de pies cúbicos. En esas circunstancias era más rentable para Pemex producir petróleo crudo e importar gas de los Estados Unidos (SENER, 2018, pág. 20).

Gráfico 2
México: producción de gas natural asociado y no asociado de Pemex, 2010-2019
(En millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la Secretaría de Energía (SENER) de México, Sistema de Información Energética [en línea] <https://sie.energia.gob.mx/>.
 Nota: Incluye nitrógeno.

Gráfico 3
México: Pemex, producción de gas natural, 1990-2018
(En millones de pies cúbicos diarios)

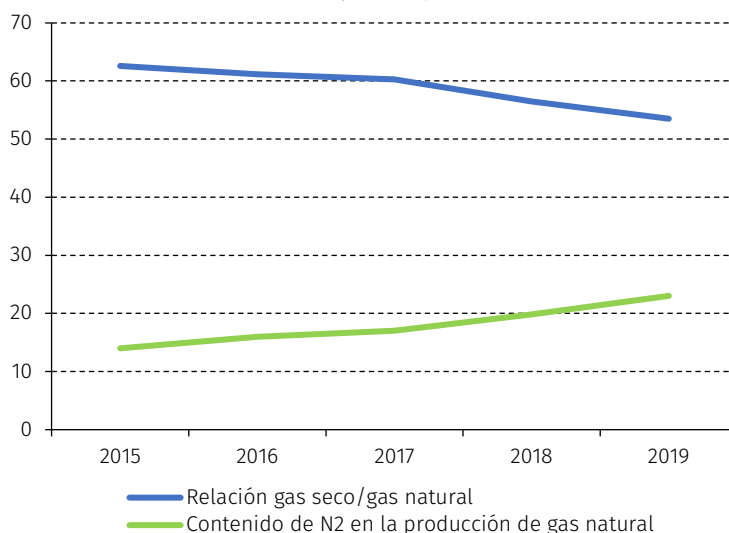


Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la Secretaría de Energía (SENER) de México, Sistema de Información Energética [en línea] <https://sie.energia.gob.mx/>.
 Nota: Incluye nitrógeno.

Es un volumen importante con respecto a la demanda (8.169 mmpcd), pero solo en apariencia porque el flujo incluye grandes cantidades de nitrógeno utilizado en la recuperación secundaria del petróleo. De hecho, la producción de gas natural está cada vez más contaminada: el contenido relativo del nitrógeno pasó del 14% al 23% entre 2015 y 2019. Esa impureza no cuenta como gas disponible para el mercado, ni tampoco el CO₂, el vapor de agua, el gas enviado a la atmósfera, el gas reinyectado a los yacimientos, el gas de autoconsumo, las

exportaciones y las pérdidas. Descontando esos rubros, resulta que la producción de gas seco es de solo 2.618 mmpcd, es decir, el 62,6% de la producción original (véase el gráfico 4).

Gráfico 4
México: Pemex, contenido de nitrógeno en la producción de gas natural, 2015-2019
(En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras del Sistema Nacional de Hidrocarburos de México [en línea] <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>; Secretaría de Energía, Prontuario Estadístico 2021 [en línea] <https://www.gob.mx/sener/articulos/prontuario-estadistico-2021-265456?state=published>; Statista, Global N° 1 Business Data Platform [en línea] <https://es.statista.com/estadisticas/611943/produccion-anual-de-gas-natural-de-petroleos-mexicanos/> y Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (ARIAE) [en línea] <https://www.ariae.org/servicio-documental/estadisticas-de-hidrocarburos-de-la-comision-nacional-de-hidrocarburos>.

En los últimos cuatro años la producción de gas natural acumula una caída del 23,5% y la de gas seco del 34,7% (véase el cuadro 3). Esa diferencia indica que cada vez se obtiene menos gas seco del gas natural que se procesa. La relación entre gas natural y gas seco pasó del 62,6% al 53,5% de 2015 a 2019.

Cuadro 3
México: producción de gas natural de Pemex, 2010-2019
(En millones de pies cúbicos diarios)

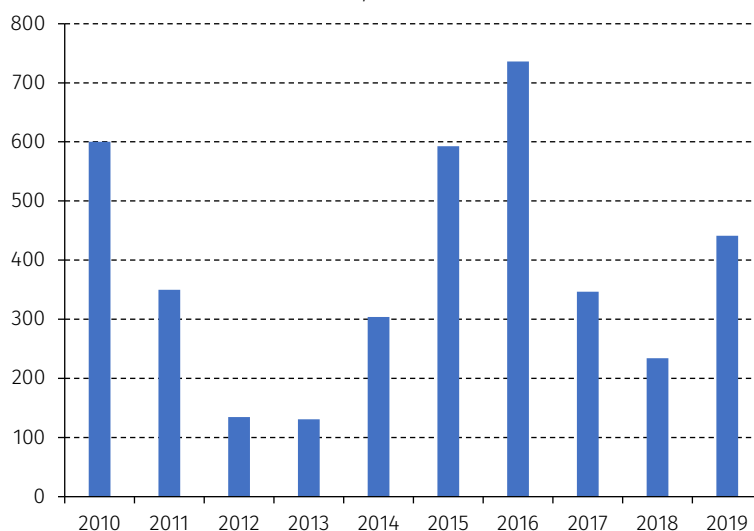
Rubro	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Producción total	7 020	6 594	6 385	6 370	6 532	6 401	5 792	5 068	4 847	4 894
Gas a la atmósfera ^a	600	350	135	131	304	593	736	347	234	441
Nitrógeno	683	681	708	691	774	897	926	863	961	1 126

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de Pemex, Base de Datos Institucional [base de datos en línea] <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas>.

^a Gas hidrocarburo quemado o venteado.

La disponibilidad de gas nacional también se ha visto afectada por el gas desperdiciado en los campos de producción. Una parte del gas extraído se quema o vende por falta de infraestructura para llevarlo a los lugares de consumo o por malas prácticas operativas (véase el gráfico 5). La quema y venteo han llegado a representar más del 10% de la producción total de gas natural. Más de 440 millones de pies cúbicos fueron enviados a la atmósfera en 2019.

Gráfico 5
México: gas quemado o enviado a la atmósfera, 2010-2019
 (En millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de Pemex, Base de Datos Institucional [base de datos en línea] <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas>.

Por lo que toca al gas seco, la demanda alcanzó 8.169 mmpcd en 2019 (véase el cuadro 4). Destaca la elevada concentración del consumo en el propio sector energético: 79,2%. La generación de electricidad absorbe el 62,2%, la industria el 19,4% y el sector petrolero el 17%. Aunque la demanda de hogares, servicios y transporte ha crecido, su peso relativo ha decaído: en conjunto apenas representan el 1,3% de la demanda.

Cuadro 4
México: oferta y demanda de gas seco, 2000 y 2019
 (En millones de pies cúbicos diarios)

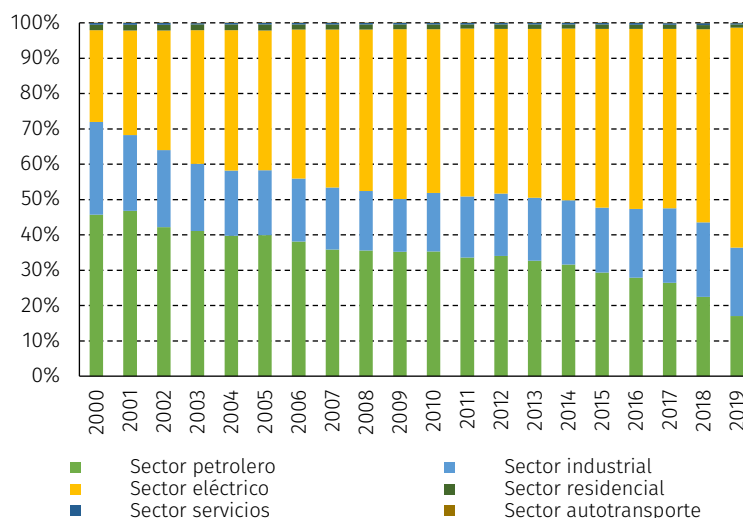
Rubro	2000		2019		TMCA	2000-2019
Origen	3 934,6	100,0%	8 190,5	100,0%	3,9%	4 255,8
Producción	3 653,6	92,9%	2 618,1	32,0%	-1,7%	-1 035,5
Importación	281,0	7,1%	5 572,4	68,0%	17,0%	5 291,4
Destino	3 912,1		8 171,1		4,0%	4 259,0
Demanda	3 888,5	100,0%	8 169,0	100,0%	4,0%	4 280,4
Sector petrolero	1 778,2	45,7%	1 391,1	17,0%	-1,3%	-387,1
Sector industrial	1 019,2	26,2%	1 584,9	19,4%	2,4%	565,7
Sector eléctrico	1 011,4	26,0%	5 083,9	62,2%	8,9%	4 072,5
Sector residencial	59,7	1,5%	76,0	0,9%	1,3%	16,3
Sector servicios	19,5	0,5%	27,8	0,3%	1,9%	8,3
Sector autotransporte	0,6	0,0%	5,3	0,1%	11,8%	4,7
Exportación	23,6	0,6%	2,1	0,0%	-11,9%	-21,5
Variación de inventarios y diferencias	22,5	0,6%	19,4	0,2%		

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la Secretaría de Energía (SENER) de México, Sistema de Información Energética [en línea] <https://sie.energia.gob.mx/>.

El sector eléctrico ha sido el principal motor del crecimiento de la demanda de gas natural en el país: su consumo se multiplicó por cinco entre 2000 y 2019 y fue responsable de 95% del incremento de la demanda total de gas en México en ese período. La estructura de la demanda ha dado un vuelco (véase el gráfico 6). El consumo del sector eléctrico se ha

multiplicado por cinco entre 2000 y 2019 y su peso relativo en el consumo total ha pasado del 26% al 62,2%. En contraste, la participación del sector petrolero se ha diluido al pasar del 45,7% a solo el 17%. Si bien es cierto que la demanda de gas en el transporte ha sido la más dinámica, con una tasa de crecimiento media anual del 11,8%, el volumen consumido es pequeño y su peso relativo marginal.

Gráfico 6
México: demanda de gas seco, 2000-2019
(En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la Secretaría de Energía (SENER) de México, Sistema de Información Energética [en línea] <https://sie.energia.gob.mx/>.

El consumo de gas natural se enfoca en la generación de electricidad y es ahí donde se jugará su futuro (véase el cuadro 5). Con gas natural se genera el 59,9% de la electricidad que consume el país, el 97,2% de la electricidad que generan los productores independientes y el 64,3% de la electricidad producida por los autoabastecedores. La CFE utiliza una canasta de combustible más diversificada pero el gas es el más utilizado (40,2%)³⁶. En la esfera del consumo final de energía el gas es poco importante, incluso ha perdido terreno frente a la electricidad: su peso relativo apenas llega al 11,5% (véase el cuadro 6). La demanda de gas natural se distribuye en cinco regiones de consumo: noreste (32,4%), sur-sureste (33,3%), centro-occidente (16,8%), centro (11%) y noroeste (4,6%).

Cuadro 5
México: consumo de energía para generación eléctrica 2000 y 2019
(En petajoules)

Rubro	2000		2019	
Bagazo de caña	34,4	1,8%	75,6	2,6%
Carbón mineral	183,1	9,5%	350,4	11,9%
Combustóleo	981,1	50,9%	252,0	8,6%
Coque de petróleo	32,4	1,7%	34,3	1,2%
Diésel	27,7	1,4%	50,5	1,7%
Energía eólica, solar y biogás	0,0	0,0%	89,5	3,0%
Gas licuado	0,1	0,0%	0,4	0,0%

³⁶ El consumo de energía para la generación eléctrica en el sistema de la CFE está compuesto —en porcentaje— por gas natural (40,2%), carbón (19,8%), combustóleo (15,9%), energía nuclear (8,7%), hidroenergía (5,5%), geotermia (7,7%), y diésel (2,3%). El aporte de la energía eólica y solar es ínfimo. La generación con energías limpias llega al 21,9%. Cifras para 2019 obtenidas del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía.

Rubro	2000		2019	
Gas natural	357,5	18,6%	1 759,4	59,9%
Geo termoelectricidad	133,7	6,9%	112,9	3,8%
Hidroenergía	119,1	6,2%	85,0	2,9%
Núcleo electricidad	90,3	4,7%	124,8	4,3%
Otros	6,9	0,4%	1,6	0,1%
Total	1 926,9	100,0%	2936,4	100,0%

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la Secretaría de Energía (SENER) de México, Sistema de Información Energética [en línea] <https://sie.energia.gob.mx/>.

Cuadro 6
México: consumo final de energía, 2000 en comparación con 2019
(En petajoules)

Rubro	2000		2019	
Gas seco	485,9	12,7%	549,3	11,5%
Petrolíferos	2 341,2	61,1%	2 594,9	54,5%
Electricidad	559,3	14,6%	1 023,2	21,5%
Otros	443,2	11,6%	593,6	12,5%
Total	3 829,5	100,0%	4 761,0	100,0%

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la Secretaría de Energía (SENER) de México, Sistema de Información Energética [en línea] <https://sie.energia.gob.mx/>.

D. Balance volumétrico y comercial

Durante muchos años México fue un destacado productor de gas natural, pero ya no es el caso. La declinante producción permite cubrir únicamente el 30,3% de la demanda de gas seco y el resto es cubierto con importaciones (véase el cuadro 7).

Cuadro 7
México: balance de gas, 2015-2020
(En millones de pies cúbicos diarios y porcentajes)

Rubro	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gas seco disponible en el país (demanda) ^a	7 676,3	7 886,7	7 982,2	8 198,2	8 196,3	8 173,0
Producción de gas seco	4 010,0	3 540,7	3 054,2	2 738,0	2 618,1	2 473,8
Producción de centros procesadores	3 397,6	3 046,9	2 662,8	2 418,2	2 300,1	2 236,7
Producción directa de campos	612,4	493,9	391,4	319,8	317,9	237,1
Etano a ductos de gas seco	56,8	27,4	3,9	3,5	1,4	8,4
Importaciones totales de gas	3 609,5	4 318,6	4 924,1	5 456,8	5 576,8	5 690,8
Importaciones de Pemex	1 415,8	1 933,9	1 766,1	1 316,5	1 012,9	852,8
Importaciones no realizadas por Pemex	2 193,6	2 384,7	3 158,1	4 140,2	4 563,9	4 838,0
Demanda total de Pemex	2 236,1	2 154,7	2 201,1	1 998,4	1 988,6	2 021,3
Consumo y autoconsumo de Pemex	2 112,4	2 034,8	1 927,1	1 696,8	1 780,9	1 728,0
Empaque y exportaciones	2,2	2,2	1,1	-0,1	2,0	-5,7
Diferencia estadística	121,5	117,7	272,9	301,7	205,7	293,4
Gas disponible descontando a Pemex ^b	5 440,2	5 732,0	5 781,1	6 199,9	6 207,7	6 151,7
Producción de gas seco/gas disponible en el país	52,2%	44,9%	38,3%	33,4%	31,9%	30,3%
Importación total/gas disponible en el país	47,0%	54,8%	61,7%	66,6%	68,0%	69,6%
Importaciones/gas disponible descontando a Pemex	66,3%	75,3%	85,2%	88,0%	89,8%	92,5%

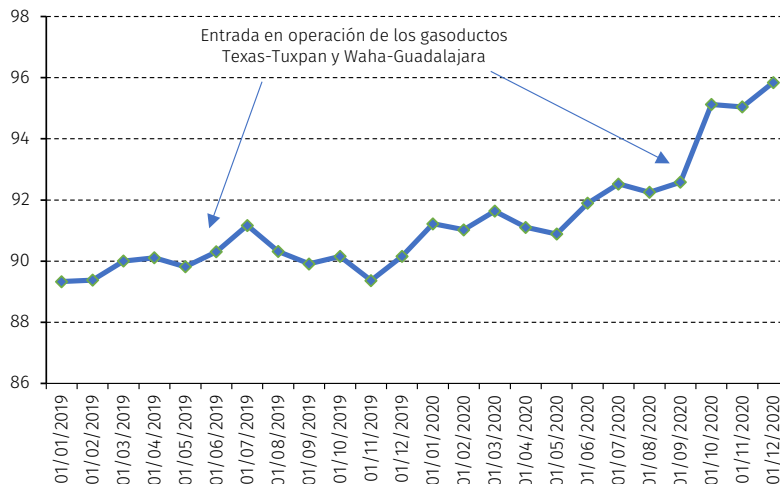
Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos [en línea] <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>.

^a Producción de gas seco más etano a ductos de gas seco más importaciones totales de gas.

^b Gas seco disponible menos demanda de Pemex.

La dependencia externa (69,6%) es aún más visible descontando el consumo de Pemex. Considerando únicamente la oferta neta disponible para el mercado nacional, la dependencia externa alcanzó el 92,6% en 2020 y el 96,7% en febrero de 2021 (véase el gráfico 7).

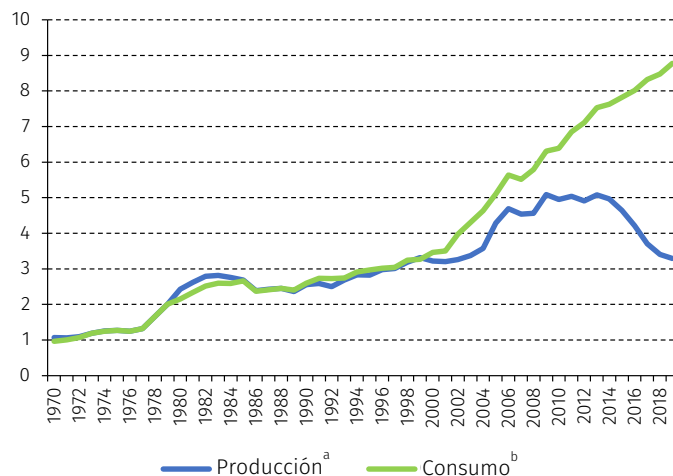
Gráfico 7
México: peso de la importación en el consumo de gas excluyendo demanda de Pemex, enero de 2019 a enero de 2021



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) [base de datos en línea] <https://datos.gob.mx/busca/dataset/reporte-de-produccion-y-distribucion>.

Cuando se retrocede en el tiempo para apreciar las grandes tendencias se observa que la producción y el consumo se empataron hasta 2000, con breves episodios de importaciones y exportaciones, marginales en ambos casos (véase el gráfico 8). Al iniciar el siglo XXI ocurre una ruptura: el consumo se eleva vigorosamente en tanto que la producción se rezaga y la importación aumentan para cerrar la brecha; a partir de 2013 la producción declina de manera sostenida.

Gráfico 8
México: producción y consumo de gas natural, 1970-2018
 (En miles de millones de pies cúbicos)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de BP Statistical Review of World Energy 2020 [en línea] <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>.

^a No incluye gas quemado ni reciclado. Incluye gas natural producido para la transformación de gas a líquidos.

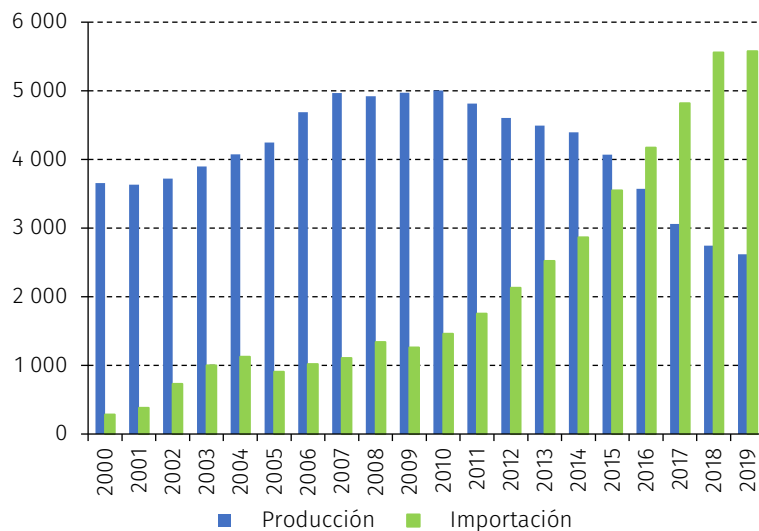
^b No incluye el gas natural convertido en combustibles líquidos, si bien incluye los derivados del carbón y el gas natural consumido en la transformación de gas a líquidos.

Esas tendencias se gestaron debido a varias circunstancias, entre ellas, la entrada en vigor del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, el abandono de la política de autosuficiencia en gas natural y el animado desarrollo de la generación de electricidad con centrales de ciclo combinado operadas con gas natural, tecnología preferida a cualquier otra por su confiabilidad, elevada eficiencia, breve tiempo de construcción y moderadas necesidades de inversión. En cuanto a la producción, la tendencia de los últimos 20 años se explica por la sobreexplotación del mega yacimiento Cantarell, la madurez avanzada del patrimonio geológico convencional y la preferencia del gobierno federal a invertir en la búsqueda y aprovechamiento de yacimientos de petróleo.

Entre 2000 y 2019 las importaciones de gas seco se multiplicaron por 20: pasaron de 281 a 5.571 mmpcd (véase el gráfico 9). Fue un crecimiento promedio anual del 17%. Son tres las modalidades de importación: gasoductos, barcos que transportan gas natural licuado y camión cisterna. Las operaciones por ducto son más económicas. La inyección de gas natural licuado disminuyó en gran medida a partir de octubre de 2019 por la entrada en operación del gasoducto marino que conecta el sur de Texas con el puerto de Tuxpan en el Golfo de México (véase el gráfico 10).

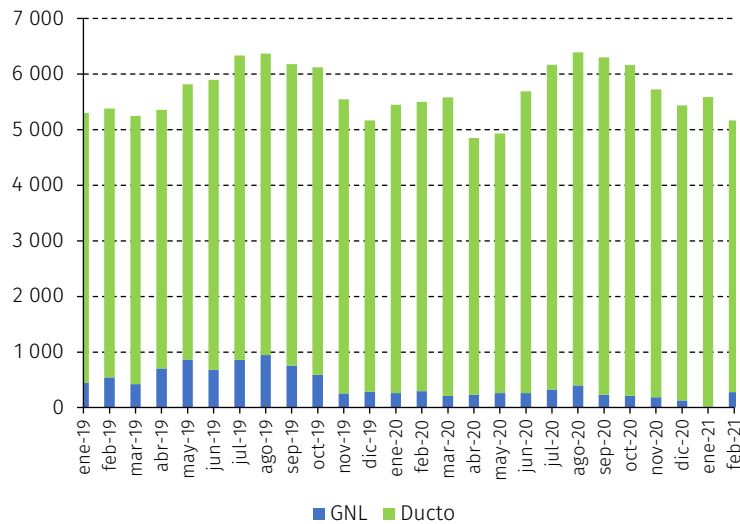
Sin importar el estado físico del producto o el medio de transporte, los Estados Unidos se posicionan como el principal proveedor de gas natural de México, con un aporte de entre el 57% y el 94,7% en el período 2005-2018 (véase el gráfico 11). La participación del gas estadounidense creció aún más por efecto de la pandemia por COVID-19 que desplomó los precios de exportación por ducto. A pesar de la gran ventaja de contar con gas continental muy barato, México se encuentra en un plano de vulnerabilidad frente riesgos de naturaleza geopolítica al depender casi de un solo país (véase el capítulo II de la presente publicación).

Gráfico 9
México: producción e importación de gas seco, 2000-2019
(En millones de pies cúbicos diarios)



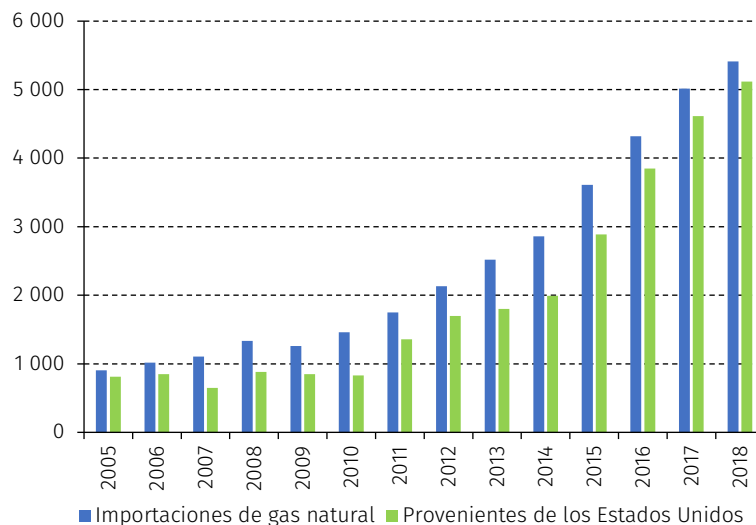
Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Secretaría de Energía (SENER) de México, Sistema de Información Energética, cifras del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) [en línea] <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>.

Gráfico 10
México: importación de gas natural por ducto y barco, enero de 2019 a enero de 2021
(En millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de datos de la Secretaría de Energía (SENER) de México, "Prontuario estadístico" [base de datos en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/619382/Prontuario_febrero_2021__accesibilidad_.pdf.

Gráfico 11
México: importaciones de gas natural totales y provenientes de los Estados Unidos, 2005-2018
(En millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) [base de datos en línea] <https://hidrocarburos.gob.mx/> y la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (US-EIA) [en línea] https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_a.htm.

E. Mercado y sistemas de precios

El gas natural no tiene usos cautivos y debe competir contra todas las demás formas de energía, de ahí la importancia de su precio. En el cuadro 8 se observa la evolución de los precios de los combustibles utilizados en la generación de electricidad. El gas compitió cerradamente contra el combustóleo hasta 2005, pero luego se desligó del precio del petróleo y a partir de entonces su precio es más económico porque el gas importado por gasoducto es barato.

Cuadro 8
México: precio de referencia internacional para la generación de electricidad, 2009-2019

(En dólares por millón de Btu)

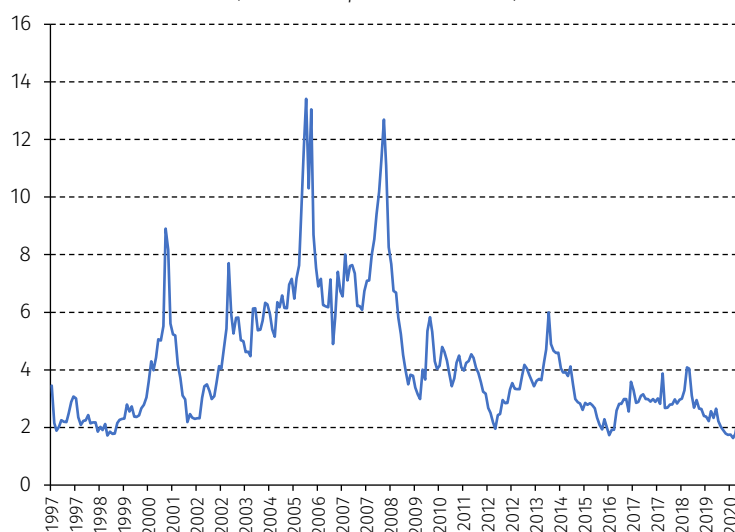
Año	Carbón	Petróleo	Gas natural
2009	2,21	7,02	4,74
2010	2,27	9,54	5,09
2011	2,39	12,48	4,72
2012	2,38	12,48	3,42
2013	2,34	11,57	4,33
2014	2,37	11,60	5,00
2015	2,22	6,74	3,23
2016	2,11	5,24	2,87
2017	2,06	7,10	3,37
2018	2,06	9,68	3,55
2019	2,02	9,07	2,89

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Administración de Información Energética de los Estados Unidos (US-EIA), "Electricity, Receipts, Average Cost, and Quality of Fossil Fuels for the Electric Power 2009-2019" [en línea] <https://www.eia.gov/electricity/annual/>.

Nota: Precio promedio en los Estados Unidos.

Con el *boom* del gas no convencional el precio en los Estados Unidos pasó a una etapa de precios bajos. En el gráfico 12 se muestra la evolución del precio en Henry Hub, donde se aprecia la volatilidad y dos tendencias divergentes: una ascendente hasta 2008 seguida de un descenso que persiste hasta la actualidad.

Gráfico 12
Henry Hub: precio *spot* del gas natural, 1997-2020
 (En dólares por millón de Btu)



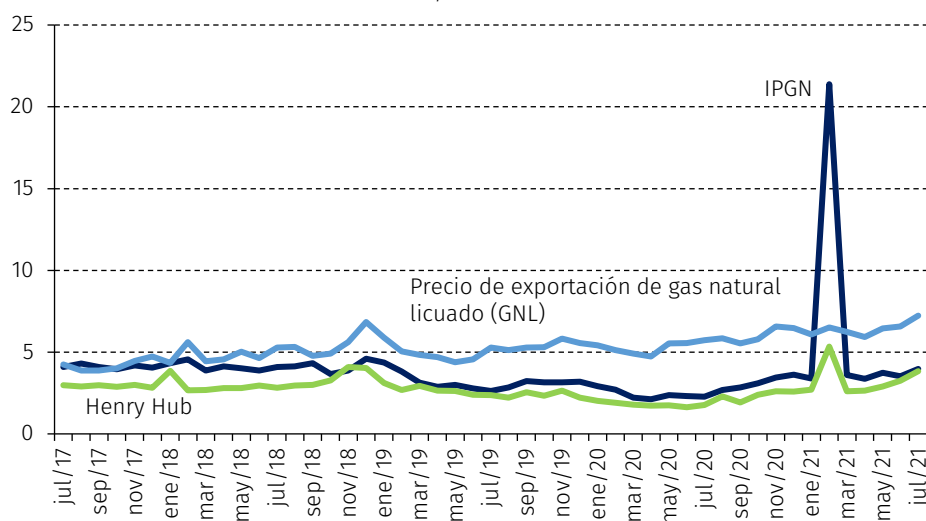
Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Administración de Información Energética de los Estados Unidos (US-EIA) [en línea] <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdM.htm>.

El gas se abarató considerablemente y es probable que se mantenga deprimido durante las próximas décadas de acuerdo con las estimaciones de la Administración de Información

Energética de los Estados Unidos (US-EIA)³⁷. Los precios del gas natural en México reflejan los precios en el sur de los Estados Unidos debido a la liberalización del comercio y la desregulación del precio. No hay ninguna restricción a la importación de gas distinta al permiso exigido por la Secretaría de Energía y la capacidad de los ductos de internación, además de que el gas transita sin aranceles (véase el gráfico 13).

En junio de 2017 la CRE decidió eliminar el precio máximo de ventas de primera mano en todo el país³⁸, tras concluir que las condiciones de competencia efectiva estaban reunidas, es decir, que ya existían suficientes fuentes de suministro, combustibles sustitutos y agentes económicos distintos a Pemex³⁹. En julio de 2018 existían 22 comercializadores de gas que tenían el 32% del mercado y Pemex aún conservaba el 68% (SENER, 2018c).

Gráfico 13
México y Estados Unidos: precios del gas natural en ambos países, julio de 2017 a julio de 2021
(En dólares por millón de Btu)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Comisión Reguladora de Energía (CRE), "Índice de referencia nacional de precios de gas natural al mayoreo (IPGN)". Administración de Información Energética de los Estados Unidos (US-EIA), Henry Hub Natural Gas Spot Price (dólares por millón de Btu) y Precio de las exportaciones de gas natural licuado de los Estados Unidos (dólares por millar de pies cúbicos).

^a Precio de gas natural en dólares por millón de Btu, precio del GNL en dólares por millar de pies cúbicos. Índice de referencia nacional de precios de gas natural al mayoreo (IPGN).

F. Recursos y reservas

La más reciente estimación de los recursos prospectivos confirma que México es un país petrolero más que un país gasero. También confirman la madurez del acervo de recursos convencionales, sobre todo en gas natural (CNH, 2021, 2020c y 2019c).

- Los recursos prospectivos totales se establecen, en números redondos, en 113.000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce). El 60% es petróleo y 40% gas natural. El 43% se localiza en *plays* convencionales y el 57% en *plays* no convencionales.

³⁷ En la sección II.B.2. se ofrecen argumentos que apoyan esa conclusión.

³⁸ No obstante que la CRE ya no determina el precio de las ventas de primera mano de Pemex, continúa aprobando los modelos de comercialización y los términos y condiciones en la prestación del servicio.

³⁹ A partir de entonces la CRE se limita a publicar un índice de precios para brindar información sobre las condiciones del mercado. a partir de febrero de 2018 también publica índices de precios regionales con carácter informativo y sin obligación para los comercializadores.

- Los recursos de gas natural se ubican mayoritariamente en *plays* no convencionales (63%). Los recursos de petróleo se distribuyen de manera más equilibrada entre convencionales y no convencionales (47%/53%)
- En los *plays* convencionales hay más petróleo que gas (65%/34%). En los *plays* no convencionales hay más equilibrio (55%/44%) pero el petróleo sigue siendo dominante.

En el cuadro 9 se presentan los recursos prospectivos de gas natural de acuerdo con el tipo de *play* y la calidad del energético. Los recursos prospectivos de gas natural totalizan 225 Tpc; los que se encuentran en *plays* convencionales se localizan principalmente en el golfo profundo (60,7%) y los que se encuentran en *plays* no convencionales se localizan en la cuenca Sabinas-Burro-Picachos (57,7%) y Burgos (42,3%)⁴⁰. Las reservas de hidrocarburos se sitúan en 23.000 mmbpce; el 77% corresponde a aceite y el 23% a gas (véase el cuadro 10).

Cuadro 9
México: recursos prospectivos por tipo de *play* y calidad del gas natural
(En terapias cúbicas)

	Burgos	Cinturón plegado de Chiapas	Cuencas del sureste	Golfo profundo	Plataforma de Yucatán	Sabinas-Burro-Picachos	Tampico-Misantla	Veracruz	Nacional
En <i>plays</i> convencionales									
Total	13,2	0,0	7,2	50,5	0,1	2,0	4,7	5,6	83,2
Húmedo	11,8	0,0	2,1	24,7	0,1	0,1	0,7	2,4	41,9
Seco	1,4	0,0	5,1	25,8	0,0	1,9	4,0	3,2	41,4
En <i>plays</i> no convencionales									
Total	53,8	0,0	0,0	0,0	0,0	67,0	20,7	0,0	141,5
Húmedo	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	6,6	20,7	0,0	36,8
Seco	44,3	0,0	0,0	0,0	0,0	60,4	0,0	0,0	104,7
En <i>plays</i> convencionales y no convencionales									
Total	67,1	0,0	7,2	50,5	0,1	68,9	25,4	5,6	224,7

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) [en línea] <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>.

Cuadro 10
México: reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2021

Rubro	1P	2P	3P
Reservas			
Aceite (mmb)	6 120	11 470	17 119
Gas (Gpc)	9 981	20 392	30 764
Hidrocarburos (mmbpce)	7 985	15 249	22 847
Duración de las reservas (en años) ^a			
Aceite	9,7	18,2	27,1
Gas	5,6	11,4	17,1
Hidrocarburos	8,8	16,8	25,2

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), *Plan Quinquenal de Licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos, 2020-2024*, Secretaría de Energía [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/591060/Plan_Quinquenal_2020-2024_vf_2.pdf.

^a Relación reservas producción.

⁴⁰ Véase el *Atlas geológico de recursos no convencionales* para una visualización geográfica (CNH, 2015).

Las reservas de petróleo son mucho más grandes que las reservas de gas. Esas cifras confirman que la vocación geológica del país es el petróleo y no tanto el gas natural. También reflejan la preferencia del Gobierno de México a invertir en aceite y dejar de lado el gas, política señalada en párrafos anteriores. Las reservas de gas han estado decreciendo en todas sus clasificaciones. Las reservas 3P se ha reducido a la mitad en solo 10 años (véase el cuadro 11). Hasta el 1 de enero de 2020, las reservas probadas de gas natural apenas llegaban a 9,3 Tpc. Ese inventario solo alcanzaría para cinco años de producción. Para el petróleo crudo la duración es del doble. De cualquier forma, en ambos casos las reservas son insuficientes para soportar un crecimiento económico sin ayuda de importaciones. De continuar la tendencia decreciente de las reservas y la producción, el país profundizará aún más su dependencia externa.

Cuadro 11
México: evolución de las reservas de gas natural, 2010-2020

(En terapiés cúbicos de gas)

Año	Probada	Probable	Posible	3P
2010	16,8	20,7	23,7	61,2
2011	17,3	20,9	23,0	61,3
2012	17,2	17,6	26,8	61,6
2013	17,1	17,8	28,3	63,2
2014	16,5	16,7	26,4	59,7
2015	15,3	15,3	24,3	54,9
2016	12,7	9,4	10,5	32,6
2017	10,4	8,9	9,6	29,0
2018	10	9,4	10,6	30,0
2019	9,7	11,2	11,5	32,4
2020	9,3	11,7	8,8	29,7
2010-2020	-44,6%	-43,5%	-62,9%	-51,5%

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), *Plan Quinquenal de Licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos, 2020-2024*, Secretaría de Energía [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/591060/Plan_Quinquenal_2020-2024_vf_2.pdf.

Nota: Valores al 1 de enero de cada año.

G. Infraestructura de transporte, recepción y almacenamiento

La infraestructura ha crecido bastante en los últimos 20 años, sobre todo en la última década. En 2011 México contaba con 11.347 km en la red de gasoductos de transporte, así como con 16 interconexiones para la importación por ducto con capacidad de internación de 2.758 mmpcd. Ese panorama cambió sustancialmente entre 2012 y 2018 con la puesta en servicio de 17 nuevos gasoductos que adicionaron 4.639 km a la red y ocho proyectos adicionales en construcción con una longitud de 2.882 km⁴¹. En 2019 la red había alcanzado 18.868 km, un 66% más que en 2012. Las conexiones con los Estados Unidos se elevaron a 24 con una capacidad total de internación de 9.000 mmpcd. Destacan los nuevos accesos a la cuenca Permian en el oeste del estado de Texas, región con los precios más bajos del continente, teniendo como referencia las cotizaciones en Waha Hub. En octubre de 2019 la importación por gasoducto alcanzó 5.500 mmpcd, cifra que representa el 61% de la capacidad de internación.

⁴¹ 1. El Encino-Topolobampo. 2. Tula-villa de Reyes. 3. La Laguna-Aguascalientes. 4. Villa de reyes-Aguascalientes-Guadalajara. 5. Samalayuca-Sásabe. 6. Sur de Texas-Tuxpan. 7. Tuxpan-Tula. 8. Colombia-Escobedo. El gasoducto El Encino-Topolobampo permitirá conectar la cuenca de Permian con el océano Pacífico en una ruta más corta que pasar por los estados de Arizona y California. La salida al mar de Permian pasa por México.

En la actualidad el país cuenta con 11 cuencas productoras de gas natural localizadas en las inmediaciones del golfo de México (véase el mapa 1); nueve complejos procesadores operados por Pemex Transformación Industrial; capacidad de endulzamiento de 4.523 mmpcd para gas y de 144.000 bd para líquidos; capacidad de proceso criogénico de 5.912 mmpcd y de fraccionamiento de líquidos de 569.000 de bd⁴²; 22 estaciones de compresión; tres terminales de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado con capacidad de regasificación de hasta 2.900 mmpcd, que actúan también como terminales de almacenamiento; 20.472 km de gasoductos que cubren 26 de los 32 estados de la república y 31 zonas de distribución.

1. Sistrangas

La infraestructura se organiza alrededor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (Sistrangas) gestionado por el CENAGAS. Es una red de gasoductos que combina ductos públicos y privados⁴³, sujeta a la obligación de acceso abierto. Es la red más grande del país, pero no la única⁴⁴: tiene una longitud de 10.336 km (6.200 mmpcd), de los que la mayor parte los aporta el Sistema Nacional de Gasoductos que era propiedad de Pemex antes de la reforma energética (8.990 km). El 86% de la infraestructura se ubica en el norte del país y el 14% en la zona sur, hecho que refleja el desarrollo asimétrico del país.

La expansión del Sistrangas está sujeta a un plan quinquenal aprobado por la Secretaría de Energía y es actualizado cada año. Dicho plan tiene por objetivo asegurar el desarrollo eficiente del sistema; atender la demanda de corto, mediano y largo plazo; brindar un servicio de calidad; procurar redundancia y flexibilidad para mejorar las condiciones operativas; contribuir a la garantía de suministro y seguridad energética del país; extender la cobertura a nuevos mercados, sobre todo hacia la zona sureste y la península de Yucatán, e incluir los proyectos estratégicos y de cobertura social que determine la Secretaría de Energía.

La versión más reciente del plan quinquenal (2020-2024) plantea tres escenarios. El escenario bajo considera el incremento tendencial del consumo de los usuarios actuales del Sistrangas, la demanda de Pemex y el consumo de la CFE. En el escenario medio se suman los proyectos identificados en la consulta pública de 2019 y en el Pacto Oaxaca, así como los proyectos de cogeneración entre la CFE y Pemex y de generación de la CFE en la península de Yucatán. El escenario alto incluye las necesidades de la central Mérida IV.

El CENAGAS utiliza un modelo de optimización de flujos para determinar los balances volumétricos de oferta y demanda en los distintos escenarios. También utiliza un modelo hidráulico de conservación de masa y condiciones de presión para una validación técnica. A partir de la combinación de ambos modelos se identificaron las alternativas de infraestructura que permiten atender la demanda en función de las restricciones técnicas. La modelación de los sistemas de transporte privados que operan al margen del Sistrangas está fuera del alcance de las actividades de planeación del CENAGAS. En el cuadro 12 y en el mapa 2 se presentan los proyectos aprobados por la Secretaría de Energía en el período 2020-2024. El plan contempla 355 km de nuevos gasoductos, además de la infraestructura necesaria para incrementar la capacidad de flujo con una inversión total estimada de 1.357 mdd.

⁴² La tasa de utilización de la capacidad criogénica alcanzó un máximo histórico de 66% en 2007, pero desde entonces ha caído hasta el 38% (junio de 2020) debido a la caída de la extracción de gas natural. Su producción de gasolina, gas LP y etano se han reducido a la mitad con respecto a sus mejores momentos.

⁴³ Sistema Nacional de Gasoductos del CENAGAS (8.890 km).

⁴⁴ Gasoductos de Tamaulipas (Ienova, 114 km); Gasoductos del Bajío (Engie, 204 km); Gasoductos del Noroeste (Gasoducto de Zacatecas, Simsa, 173 km); Gasoductos del Noreste (Ramonés Fase I, Ienova, 116 km), TAG Pipelines Norte (Ramonés Fase II-Norte, Ienova, 447 km) y TAG Pipelines Sur (Ramonés Fase II-Sur, Engie, 292 km).

Dos gasoductos retienen particularmente la atención por las posibilidades de integración gasífera hacia los países del norte de Centroamérica: el gasoducto que iría de Jáltipan en el estado de Tabasco al puerto de Salina Cruz en el océano Pacífico a través del istmo de Tehuantepec, y el gasoducto Prosperidad (privado) que, conectado con el anterior, iría de Ixtepec, Oaxaca, a Tapachula, Chiapas, mediante la zona costera hasta las inmediaciones con Guatemala.

El gasoducto Jáltipan–Salina Cruz se plantea para atender la demanda de la refinería de Salina Cruz, posibles proyectos de licuefacción de gas natural en la costa del Pacífico, así como el consumo del energético en el corredor transístmico en donde se construye un sistema de transporte de mercancías alternativo al Canal de Panamá. El gasoducto será desarrollado por la CFE, que cuantificará la demanda y determinará las características operativas de la infraestructura. El proyecto extendería la cobertura de gas natural al estado de Oaxaca, al tiempo que se abriría la posibilidad de abastecer el sur de Chiapas, zona de bajo desarrollo económico que el Gobierno de México se propone impulsar.

Cuadro 12
México: proyectos en el Sistrangas aprobados por la Secretaría de Energía, 2020-2024

Proyectos	Estados beneficiados	Capacidad (en mmpcd)	Inversión (en mdd)
Gasoducto Leona Vicario ^a	Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo	1 000	18,5
Gasoducto Francisco I Madero ^a	Coahuila y Durango	196	36,8
Gasoducto Dulces Nombres ^a	Nuevo León	200	17,2
Ampliación gasoducto Montegrande ^a	Zona centro y sur del país	1 000	37,0
Estación compresión Tecolutla y Lerdo ^a	Zona centro y sur del país	1 600	71,0
Gasoducto Jalilpan-Salina Cruz ^b	Oaxaca y Chiapas	320	434,8
Gasoducto Prosperidad ^b	Oaxaca y Chiapas	60	261,2
Almacenamiento en cavernas salinas ^b	Zona centro y sur del país	6 000	318-481

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Secretaría de Energía (SENER) de México [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/591600/2PQ_SISTRANGAS_2020_2024__05-11-2020_.pdf.

^a Mejoras en las condiciones de seguridad y continuidad, confiabilidad y flexibilidad.

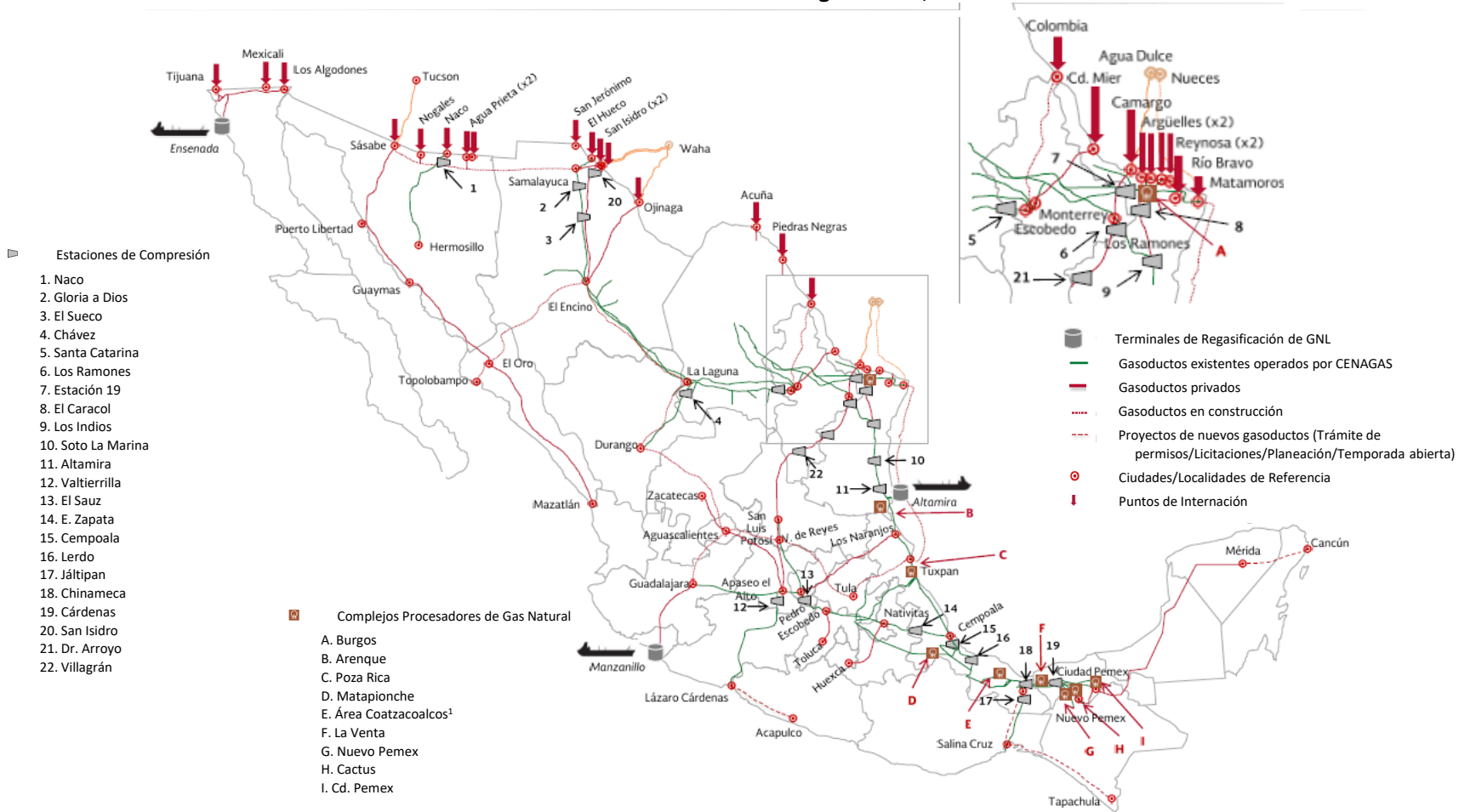
^b Ampliación de cobertura.

Para el gasoducto Prosperidad (355 km) se han considerado dos opciones: la primera consiste en un ducto de 24-30 pulgadas con capacidad para transportar 145 mmpcd; la segunda opción se refiere a un ducto de 20 pulgadas con una capacidad máxima de 95 mmpcd. El dimensionamiento de este proyecto está sujeto al ejercicio de temporada abierta que se realizará para el gasoducto Jáltipan–Salina Cruz.

En noviembre de 2019 la Secretaría de Relaciones Exteriores de México y la Corporación de Financiamiento de Desarrollo Internacional de los Estados Unidos firmaron una carta de intención para invertir 632 millones de dólares en el gasoducto Rassini en Chiapas (Expansión, 2019), en cumplimiento de los acuerdos de diciembre de 2018 entre ambos países para impulsar el desarrollo económico del sur de México y Centroamérica⁴⁵.

⁴⁵ No se ha publicado más información en los medios.

Mapa 1
México: infraestructura nacional de gas natural, 2020



Fuente: Secretaría de Energía (SENER) de México, “Prontuario Estadístico”, Dirección General de Gas y Petroquímicos, agosto de 2020 [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/619382/Prontuario_febrero_2021__accesibilidad_.pdf.

Nota: El Área Coatzacoalcos se compone de plantas y equipos de procesos distribuidos en los complejos i) Morelos, ii) Pajaritos, y iii) Cangrejera (propiedad de Pemex Transformación Industrial).

Mapa 2

México: Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS, 2020-2024



Fuente: Secretaría de Energía (SENER) de México, *Plan Quinquenal de expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024 con visión a 15 años* [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/590407/2PQ_SISTRANGAS_2020_2024__05-11-2020_.pdf.

2. Proyectos privados

En agosto de 2020 la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP, 2020a) dio a conocer una lista de más de 200 proyectos de infraestructura que serían realizados y financiados por el sector privado. Cinco están directamente relacionados con el suministro de gas (SHCP, 2020b):

- i) Unidad de Licuefacción en Topolobampo
- ii) Unidad de Licuefacción en Salina Cruz
- iii) Ducto de Transporte de Gas Natural, Chiapas
- iv) Planta de Generación de Ciclo Combinado, Tapachula
- v) Gasoducto Jáltipan, Salina Cruz

Más allá de los proyectos planteados en ese acuerdo existen otros que también son de relevancia singular como los siguientes:

- Planta de licuefacción ubicada en Ensenada, Baja California, para exportación de gas natural procedente de los Estados Unidos, primer proyecto en su tipo en México. Se trata de una ampliación de 1.900 mdd del proyecto Costa Azul de IEnova, que tiene un acuerdo de compraventa de gas natural licuado con Mitsui Total y Tokyo Gas.
- Terminal de gas natural licuado ubicada en Ensenada, Baja California, de la empresa New Fortress Energy para abastecer a las centrales de la CFE y al mercado local.
- Terminal de gas natural licuado ubicada en Lázaro Cárdenas, Michoacán, por parte de la empresa SENER Power Oil & Gas.

Si los proyectos de licuefacción se desarrollan como está previsto, permitirán ampliar el abastecimiento de gas en la vertiente del Pacífico.

II. Intercambios regionales e integración energética

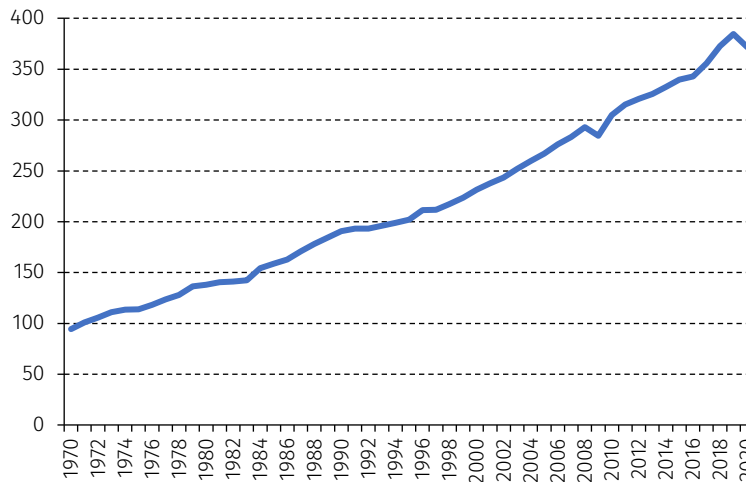
En el primer capítulo se expusieron las condiciones de base de la industria de gas natural y los fundamentales del mercado. En este se contextualiza el funcionamiento y desarrollo de ambos sistemas presentando a grandes trazos la situación en los Estados Unidos, país que abastece de gas natural a México casi en su totalidad. En este capítulo también se abordan los intentos por llevar gas al istmo centroamericano, así como la ventana de oportunidad que abre la perspectiva de abundancia y bajos precios en América del Norte durante varias décadas más.

A. Panorama internacional del gas natural

La producción global de gas natural no deja de aumentar a partir del siglo XX (véase el gráfico 14). En los últimos 50 años la producción se multiplicó por cuatro. Si en 1970 rondaba los 100 mmpcd, en la actualidad ya casi llega a 400 mmpcd. Esa dinámica se explica, en primer lugar, por el progreso tecnológico en el aprovechamiento del gas natural que ha permitido aumentar la oferta; en segundo lugar, por las ventajas técnicas, económicas y ambientales de ese combustible, especialmente en la generación de electricidad; en tercer lugar y de manera más reciente, por la voluntad de los países de acelerar el proceso de descarbonización de la economía mundial para hacer frente al cambio climático.

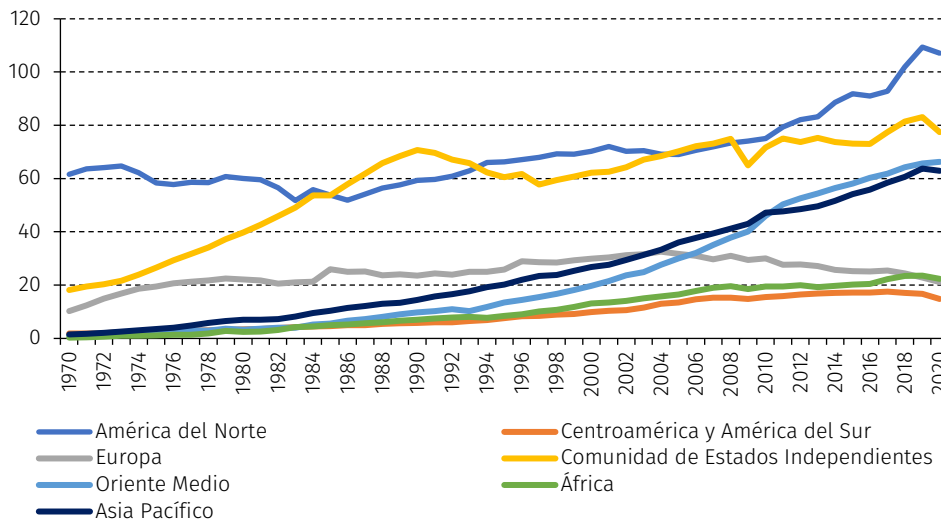
El gas natural es la energía más consumida en las regiones que gozan de una gran disponibilidad (véase el gráfico 15). Es el caso de la Comunidad de Estados Independientes y el Oriente Medio, donde el peso relativo del gas en el consumo primario de energía alcanza el 53% y el 52%. En América del Norte ocupa el segundo lugar y no el primero debido al peso del transporte con derivados del petróleo.

Gráfico 14
Mundo: producción de gas en el mundo, 1970-2020
 (En miles de millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de BP P.L.C., *Statistical Review of World Energy 2020, 2020a* [en línea] <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>.

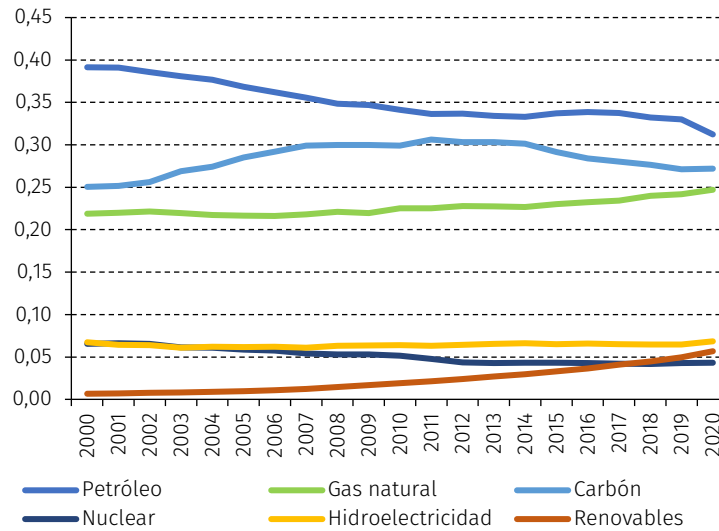
Gráfico 15
Mundo: producción de gas natural, 1970-2020
 (En miles de millones de pies cúbicos por día)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de BP P.L.C., *Statistical Review of World Energy 2020, 2020a* [en línea] <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>.

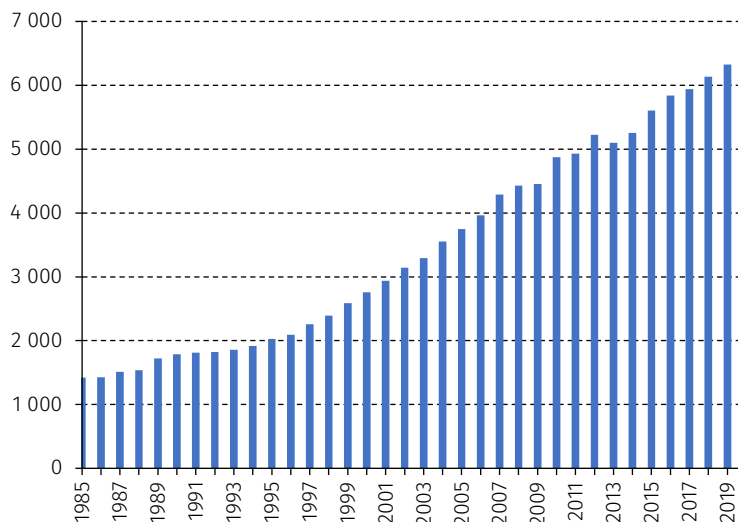
El gas natural ha sido una energía en ascenso en el balance energético mundial desde hace varias décadas, al tiempo que el petróleo y el carbón declinan (véase el gráfico 16). La transición energética —entendida como el remplazo de los combustibles fósiles más contaminantes— inició a partir del momento en que el consumo de gas comenzó a crecer más rápido que el consumo de petróleo. El aumento en el consumo de gas proviene sobre todo de la producción de electricidad (véase el gráfico 17) y su consumo continuará creciendo. En un escenario tendencial se convertirá en la energía más consumida hacia 2035 y mantendrá ese sitio hasta 2050, año en que se mantendría como la segunda energía más consumida si las energías renovables toman la delantera (véase el cuadro 13).

Gráfico 16
Mundo: consumo de energía por tipo de energético, 2000-2020
 (En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de BP P.L.C., *Statistical Review of World Energy 2020*, 2020a [en línea] <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>.

Gráfico 17
Mundo: generación de electricidad con gas natural en el mundo, 1985-2019
 (En Tera-Watt-hora)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de BP P.L.C., *Statistical Review of World Energy 2020*, 2020a [en línea] <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>.

Cuadro 13
Mundo: consumo de energía primaria, 2018 y 2050

Rubro	2050 (en exajoules)				2050 (en porcentajes)			
	2018	Escenario tendencial	Escenario de transición rápida	Escenario cero emisiones netas	2018	Escenario tendencial	Escenario de transición rápida	Escenario de cero emisiones netas
Petróleo	190	172	89	42	33%	24%	14%	7%
Gas natural	138	187	134	82	24%	26%	21%	13%
Carbón	158	123	24	12	27%	17%	4%	2%
Nuclear	24	31	44	57	4%	4%	7%	9%
Hidro	38	51	57	62	7%	7%	9%	10%
Renovables	27	161	277	370	5%	22%	44%	59%
Total	576	725	624	625	100%	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información de BP P.L.C., *Energy Outlook. 2020 Edition*, 2020b [en línea] <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf>.

Nota: El escenario de transición rápida supone políticas públicas específicas para reducir las emisiones globales de carbono asociadas al uso de la energía, así como precios del carbón elevados. El resultado es una caída del 70% en las emisiones para 2050, en línea con escenarios que limitan a 2°C el aumento global de temperaturas por encima de los niveles industriales. El escenario cero emisiones netas retoma y amplía las políticas del escenario anterior y añade grandes cambios en el comportamiento social. Como resultado, las emisiones caen en más del 95% para 2050, en línea con escenarios que limitan a 1,5°C la elevación de la temperatura. El escenario tendencial supone políticas, tecnologías y preferencias sociales que continúan evolucionando de manera parecida y con la rapidez observada en el pasado reciente. Como resultado, las emisiones alcanzan un máximo a mediados de la década de 2020 para después declinar lentamente hasta alcanzar en 2050 menos de 10% de los niveles de 2018. La demanda de energía aumenta 25% en el escenario tendencial y 10% en los otros escenarios.

El comercio internacional de este energético representa el 25,1% del consumo mundial de gas (en petróleo crudo llegan al 47%). Más de la mitad (el 50,7%) de este comercio se realiza en forma de gas natural licuado y hasta hace poco prevalecían los intercambios por gasoducto. Aunque el comercio internacional de gas natural se ha multiplicado y se vislumbra el surgimiento de un mercado global de gas natural licuado, se mantiene una estructura internacional de tres grandes mercados regionales (América del Norte, Europa y el Lejano Oriente) complementada con mercados subregionales más pequeños en América del Sur, África, Oriente Medio y Asia.

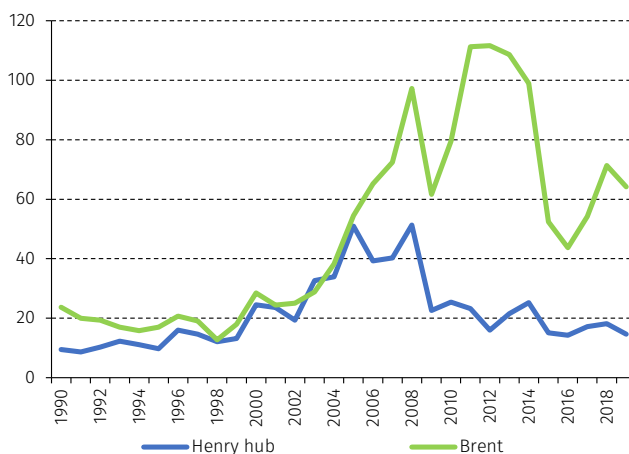
América del Norte es una región excedente. Al interior de la zona los intercambios se realizan por conducto de gasoductos complementados con intercambios de gas natural licuado. El Canadá ha sido el proveedor tradicional de los Estados Unidos y este último de México. Del otro lado del Atlántico, Europa produce gas natural en volúmenes insuficientes para satisfacer su consumo. De ahí un importante aporte del exterior mediante gasoductos y barcos metaneros. En el Lejano Oriente el gas llega vía marítima. China también se abastece de gas proveniente de la Federación de Rusia y Turkmenistán vía gasoducto.

En cada uno de esos tres mercados privan condiciones específicas de oferta y demanda, así como lógicas y mecanismos de formación de precios muy diferentes. En América del Norte los precios se determinan en mercados *spot* por la competencia en el propio mercado de gas. En Europa predominan precios que se fijan en función del precio de los petrolíferos industriales mediante contratos a largo plazo. En Asia los precios del gas están indexados a una canasta de crudos. Hasta mediados de la década de 2000 el precio del gas en los tres mercados seguía *grasso modo* los movimientos del precio del petróleo. América del Norte despuntaba como la zona donde el gas era más caro. No obstante, ocurrió lo inesperado. Por efecto del *boom* del gas no convencional, el precio de referencia en esta última región descendió a una zona de precios bajos, manteniendo a partir de entonces una trayectoria independiente y posicionando a la región como aquella de precios más favorables.

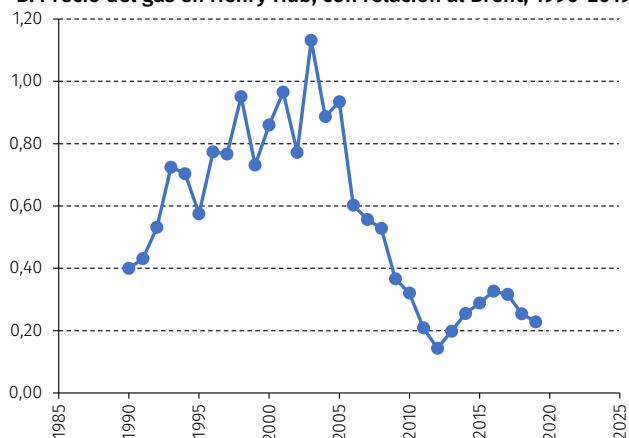
En el gráfico 18 se presenta la evolución del precio del petróleo Brent y del precio del gas natural en Henry Hub, ambos expresados en dólares por barril, considerando el poder calorífico de ambos hidrocarburos. Expresado de esa manera, resulta evidente que en la última década el precio del nodo que sirve de referencia para fijar el precio del gas natural en México equivale a entre el 20% y el 30% del precio del petróleo. Los consumidores de productos petrolíferos podrían ahorrar entre 70% y 80% del costo del combustible si cambian a gas natural. Ese diferencial de precios es un poderoso incentivo para el crecimiento de la demanda. También ha sido un incentivo para reducir el uso del carbón, que no es el caso de México⁴⁶.

Gráfico 18

Mundo: precio del petróleo Brent y del gas natural en Henry Hub, 1990-2019

A. Mundo: precios del gas natural y el petróleo, 1990-2019
(En dólares por barril)

B. Precio del gas en Henry Hub, con relación al Brent, 1990-2019



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de BP P.L.C., *Statistical Review of World Energy 2020*, 2020a [en línea] <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>.

⁴⁶ En comparación con el poder calorífico, el precio del gas natural en Henri Hub ha llegado al nivel del carbón o incluso ha sido inferior. Con esos números, los costos de logística (gasificación, transporte y regasificación) y de las externalidades hacen muy atractivo el cierre o reemplazo de carboeléctricas por ciclos combinados a gas natural, sobre todo en países sin reservas y producción de carbón.

A corto y mediano plazo es difícil que cambie la estructura internacional del precio del gas. Algunos expertos señalaban que las expectativas sobre el ritmo en que podrían desarrollarse los campos de gas no convencional fuera de los Estados Unidos no eran alentadoras, tomando en cuenta la dificultad para replicar las condiciones específicas que habían hecho posible la rápida expansión del gas producido en ese país, a partir de lutitas y arenas compactas de baja permeabilidad. Esa estructura internacional del precio del gas natural proveía a América del Norte, incluyendo a México, de una ventaja competitiva muy importante en actividades económicas intensivas en el uso del gas. Esas conclusiones siguen vigentes (Lajous, 2013).

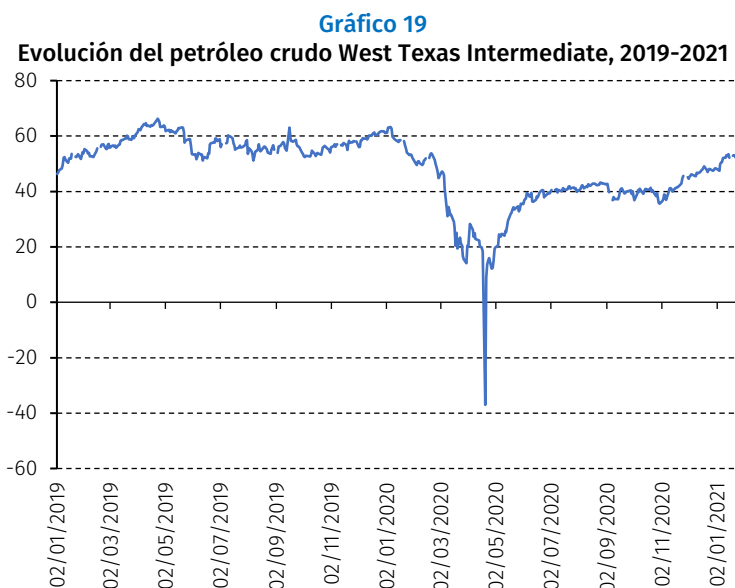
Aún no existe un grupo de países productores de gas reunidos para operar de manera similar a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), aunque destaca el Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG), una organización internacional fundada en 2001 que reúne a algunos de los principales países productores de gas natural⁴⁷. Entre sus objetivos se cuenta conciliar, mediante el diálogo, los intereses de gobiernos, productores, intermediarios y consumidores, así como intercambiar ideas y promover un mercado de energía estable y transparente. El FPEG no opera como una asociación, pero goza de influencia económica y política por concentrar el 70% de las reservas mundiales, el 42% de la producción mundial, el 40% de la distribución por gasoductos y el 65% del comercio mundial de gas natural licuado en 2015. La reunión más reciente del FPEG tuvo lugar en Moscú en octubre de 2019.

B. Impacto de la pandemia por COVID-19

2020 fue un año muy difícil para la industria del petróleo y el gas natural, el peor año de su historia de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2020a). Las circunstancias evidenciaron la fragilidad de una industria altamente dependiente del crecimiento continuo de la demanda. La crisis germinó con la pandemia de coronavirus. Las medidas gubernamentales para enfrentar la contingencia sanitaria, entre ellas el establecimiento de limitaciones a la movilidad de los ciudadanos, las restricciones a los vuelos, la reducción de las actividades productivas y comerciales y la cancelación de actividades no esenciales, resultaron en una fuerte contracción de la economía mundial que, a su vez, se tradujo en un descenso generalizado de la demanda de energía, sobre todo de petróleo.

Como agravante, la caída de la demanda de petróleo se acompañó de un importante incremento de la producción, derivado del conflicto comercial entre la Federación de Rusia y Arabia Saudita, enfrentados en la defensa de sus partes de mercado amenazadas por el fuerte empuje de las exportaciones de petróleo crudo estadounidense. La tendencia divergente entre oferta y demanda global se tradujo en un excedente de más de 9 millones de barriles por día. El efecto inmediato fue el desplome del precio, que cayó a niveles de entre 20 y 30 dólares el barril. Ante la crisis, al inicio de abril un grupo de países productores liderados por la OPEP acordaron reducir su producción en un 23% según un sistema de cuotas durante mayo y junio. Sin embargo, este compromiso no fue suficiente para neutralizar la volatilidad. El precio de futuro a un mes del petróleo West Texas Intermediate (WTI) cayó en terreno negativo por primera vez en la historia, llegando a -40 dólares el barril el 20 de abril, pero se recuperó rápidamente (véase el gráfico 19).

⁴⁷ En ese Foro participan Argelia, Bolivia (Estado Plurinacional de), Brunei Darussalam, el Canadá, la República Popular Democrática de Corea, Egipto, los Emiratos Árabes Unidos, la Federación de Rusia, Guinea Ecuatorial, Indonesia, Irán (República Islámica del), Kazajistán, Libia, Malasia, Nigeria, Omán, Qatar, Trinidad y Tabago, Siria y Venezuela (República Bolivariana de). En calidad de observadores participan Azerbaiyán, Bolivia (Estado Plurinacional de), Indonesia, Libia, Noruega, Omán, Panamá y Turkmenistán. Aunque no es un país productor, Panamá participa como observador por su objetivo de convertirse en *hub* de gas natural, aprovechando el tráfico de buques metaneros que pasan por el canal a partir su ampliación.



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (US-EIA), "Petroleum and other liquids – Spot Prices" [en línea] https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm.

Otra consecuencia de la pandemia fue la inédita saturación de la infraestructura de almacenamiento que obligó a usar barcos y carrotaques como almacenes de emergencia. El acuerdo de los países productores participantes del acuerdo (grupo denominado OPEP+) se extendió por el resto del año, pero no logró eliminar la sobreoferta y los precios (entre 40 y 50 dólares) no lograron recuperar el nivel anterior a la pandemia (alrededor de 60 dólares). La recuperación llegó durante el primer semestre de 2021. Durante la primera quincena de junio el precio del Brent superó la barrera de los 70 dólares con tendencia creciente.

El colapso de la demanda y el desplome de precios impactaron por partida doble los ingresos de las compañías petroleras: los balances financieros enrojecieron y las cotizaciones bursátiles disminuyeron⁴⁸. No pocas empresas recurrieron al endeudamiento para solventar sus problemas financieros⁴⁹, además de reducir o diferir inversiones e incluso cancelar proyectos de manera definitiva. Los programas de ajuste han incluido el cese de actividades menos rentables, la venta de activos y la cancelación de puestos de trabajo.

La crisis petrolera global no ha sido simétrica en sus efectos (Escribano, 2020). Por lo mismo, la recuperación no ha sido homogénea (IEA, 2020b). Más allá de los rasgos comunes, el impacto para cada país es diferente según las robustez y resiliencia de la industria petrolera local y las firmas participantes. El impacto de la crisis también ha sido distinto según el tipo de combustible. Los petrolíferos se han visto más afectados que el gas natural porque las medidas de confinamiento han reducido de manera significativa la movilidad, que reposa sustancialmente en gasolina, diésel y turbosinas. El gas natural, en cambio, goza de una gran diversidad de mercados de consumo final.

⁴⁸ La capitalización de mercado combinada de las 25 petroleras más grandes de los Estados Unidos cayó 53% durante los primeros 11 meses de 2020.

⁴⁹ Los productores de petróleo y gas de los Estados Unidos tienen obligaciones de pago por aproximadamente 126.000 mdd a pagar entre septiembre de 2020 y 2025, incluyendo amortizaciones por 40.000 mdd a liquidar hacia finales de 2022. Desde antes de la pandemia los productores ya estaban agobiados por deudas acumuladas de años anteriores. Al menos 248 productores han buscado protección de bancarrota a partir del inicio de 2015, de los cuales 40 se agregaron durante los primeros nueve meses de 2020 (Eaton y Elliott, 2020).

La mayor afectación ha sido para el petróleo proveniente de formaciones de lutita y arenas compactas debido a las características de su explotación (Campollo, s/f). El aprovechamiento de los hidrocarburos no convencionales, en los Estados Unidos y en otras partes del mundo ha sido muy sensible a la volatilidad de los precios del petróleo (Rosenberg, 2019). Durante la fase de precios elevados, del orden de 100 dólares entre 2010 y 2014, se observó un desarrollo vertiginoso de la producción de petróleo y gas de lutita y arenas compactas. No obstante, a partir de que los precios descendieron a niveles inferiores, del orden de 50 dólares entre 2015 y los primeros meses de 2020, ese tipo de emprendimientos se ha visto en problemas.

Para cada yacimiento hay un precio abajo del que la explotación deja de ser rentable. El punto de equilibrio o límite de la rentabilidad (*breakeven point*) de los hidrocarburos obtenidos con *fracking* son sustancialmente elevados. El costo de producción del petróleo no convencional se estima entre 40 a 90 dólares; en cambio, el rango del costo del petróleo convencional va de 10 a 40 dólares. A 100 dólares por barril el *fracking* es un negocio altamente rentable, pero a 50 dólares solo algunos proyectos logran sostenerse, los demás terminan por cerrar o quebrar. Los costos también se mueven a la baja por adaptaciones en la cadena productiva y mejoras tecnológicas. Por consiguiente, 50 dólares por barril representan el piso actual.

Mientras el precio del petróleo permita cubrir los costos operativos, la explotación seguirá en marcha esperando precios más altos para cubrir los costos de capital. En la fase de precios bajos los productores de petróleo y gas se esmeran para seguir siendo rentables, pero todo tiene un límite. Cuando se prolonga la fase de precios bajos las petroleras piden prestado para pagar créditos anteriores y las más débiles entran en un espiral de deuda que las deja cada vez más endeudadas y cuando ya no tienen acceso a créditos viene la quiebra.

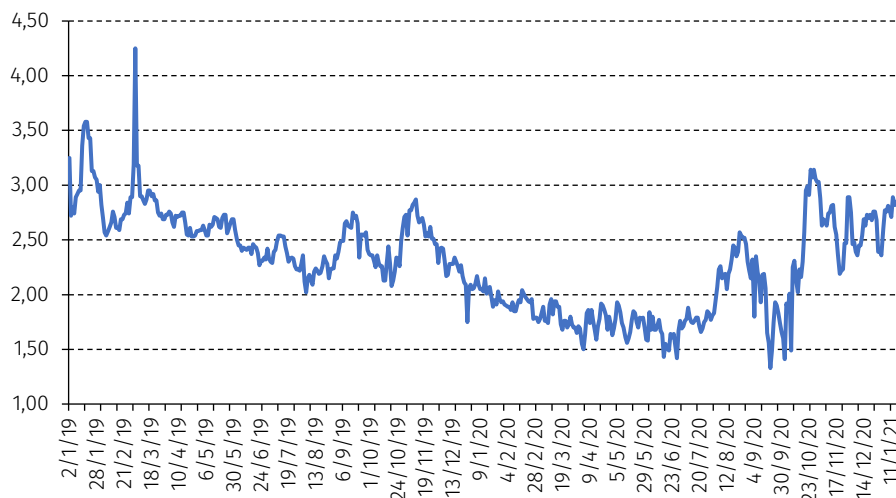
Dentro del conjunto de productores de hidrocarburos no convencionales la crisis se ha ensañado más con las compañías de *shale oil*. Ese aprovechamiento requiere perforación continua, debido a la corta vida productiva de los pozos. Y como estos no son baratos, los presupuestos de perforación son muy sensibles a las variaciones del precio del petróleo. En busca de rentabilidad, los productores cierran y abren pozos en función de las condiciones del mercado, de tal suerte que el *shale oil* ha funcionado como amortiguador: la producción sube o baja con relativa rapidez en respuesta a las fluctuaciones del precio.

La flexibilidad de esa producción marginal ha contribuido a equilibrar oferta y demanda y mantener las cotizaciones en un rango entre 55 y 75 dólares. Ese fenómeno, observado a partir de 2014, pierde vigencia para precios alrededor de 30 dólares el barril, porque con esas cotizaciones muchos productores no alcanzan a cubrir los costos variables y menos los costos de capital. La Reserva Federal en los Estados Unidos ha intervenido para evitar la quiebra del sector (Campollo, s/f).

Las empresas de *shale oil* no estaban en su mejor momento porque ya habían consumido buena parte de su potencial de eficiencia. Las firmas lograron recuperarse de la caída del precio del petróleo en 2015 reduciendo costos y aumentando la productividad. Ahora ha sido más difícil. Con un margen de maniobra sensiblemente reducido, los productores han tenido que reducir inversiones y poner en marcha programas de ajuste. Las empresas independientes de *shale oil* tuvieron una pérdida récord de 26.000 mdd en el primer trimestre de 2020 (Mariano, 2020). Los productores de *shale gas* han resistido mejor la crisis, aunque no han sido inmunes a la pandemia. El precio en algunas zonas productoras ha entrado en terreno negativo, como en Waha Hub, Texas, en marzo, mayo y noviembre (NGI, s/f). A partir de agosto de 2020 los precios del gas en Henry Hub iniciaron una carrera alcista al reactivarse la economía en un contexto de oferta declinante (véase el gráfico 20). Al cerrar numerosos pozos de *shale oil* disminuyó la producción de gas asociado. Así, mientras el precio del petróleo permanecía

estancado alrededor de 40 dólares por barril, el precio del gas se duplicó considerando los valores mínimo y máximo del segundo semestre. En promedio, el precio durante el segundo semestre fue 25% mayor al observado durante la primera mitad del año.

Gráfico 20
Evolución del precio del gas natural en Henry Hub, 2019-2021



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Agencia de Información Energética de los Estados Unidos (US-EIA) [en línea] <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdD.htm>.

La recuperación del precio del gas natural se explica por la reacción de las empresas de *shale oil* ante la crisis. En su predilección por el petróleo extrajeron tanto gas asociado que saturaron el mercado y deprimieron los precios durante años (Eaton y Elliot, 2020). La pandemia vino a cambiar ese modelo. Al desplomarse el precio del petróleo las compañías de *shale oil* optaron por seguir explotando lo que ya tenían, pero sin realizar nuevos emprendimientos para crear un flujo de caja positivo que le permitiera pagar deudas, distribuir dividendos y mantener el negocio en marcha. Como resultado decayó la producción de gas asociado, el precio se fortaleció y las compañías de gas han visto crecer su valor de mercado.

Las empresas gaseras en América Latina no han tenido esta suerte (Escribano, 2020). El desplome de precios ha impactado la explotación de hidrocarburos no convencionales en Argentina, cuyos costos de producción requieren precios de entre 45 y 50 dólares por barril para una operación rentable. En respuesta a la caída de la demanda y la falta de infraestructura de almacenamiento YPF cerró el 50% de sus pozos en Loma Campana, principal área de Vaca Muerta. Otras compañías siguieron los mismos pasos reduciendo su producción. Aunque el Estado Plurinacional de Bolivia no produce hidrocarburos no convencionales, también ha sufrido las consecuencias de la pandemia porque las ventas de gas natural al Brasil y la Argentina están indexadas al precio del petróleo.

Los pronósticos realizados durante 2020 durante la fase más aguda de la pandemia no eran optimistas. La AIE estimaba que la recuperación del precio del petróleo no sería rápida ni homogénea (IEA, 2020a). Por una parte, la oferta seguiría siendo superior a la demanda. El hecho es que los países productores necesitan producir para generar ingresos, sobre todo aquellos altamente dependientes de la recaudación petrolera; la dependencia debilita el cumplimiento de los acuerdos en los que participan para reducir la producción. Por su parte, las compañías petroleras ajenas a esos acuerdos siguen produciendo mientras el precio permita cubrir los costos operativos. El excedente de producción tardaría en absorberse debido a ese doble efecto.

Por otra parte, la demanda no se reactivaría inmediatamente. Antes de la pandemia la economía mundial seguía sin poder recuperarse de la crisis financiera de 2008 y no lograba definir una nueva senda de desarrollo. La pandemia ha hecho más difícil la reactivación económica además de haber modificado comportamientos productivos y sociales. En adelante se trabajará más en casa, se viajará menos, se reducirán los desplazamientos, se consumirá menos. Esos nuevos derroteros se agregan a las tendencias de fondo, como el impulso gubernamental a la transición energética y la competitividad creciente de las fuentes renovables de energía.

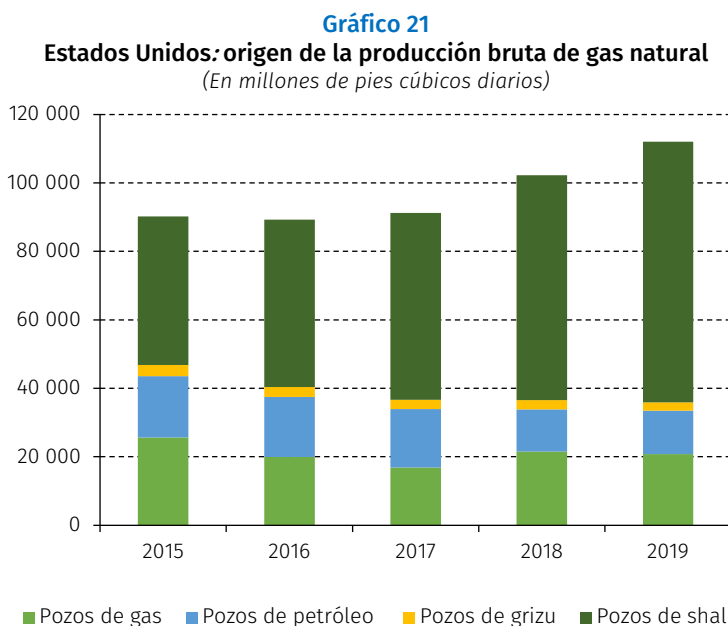
En su tradicional estudio de prospectiva, BP (2020b) daba por hecho que el consumo de crudo ya no se recuperaría más y la demanda global descendería a un ritmo según el escenario retenido. La pandemia habría precipitado entonces el pico del petróleo (Cáceres, 2021), no por agotamiento geológico sino por un cambio estructural de la demanda. En esos momentos privaba la opinión de que el precio del petróleo seguirá deprimido durante años. No se esperaba el repunte de precios observado en el primer semestre de 2021.

El panorama para el gas natural era menos pesimista, no solo por haber sido menos impactado por la pandemia, sino también por ser el único hidrocarburo con espacio en la transición energética. La Administración de Información Energética de los Estados Unidos (US-EIA) (2020e) pronostica una progresiva recuperación de la demanda a partir de 2021, para situarse en niveles precrisis en los mercados maduros de Europa, América del Norte y Asia. En términos globales, ese organismo internacional estima que la tasa de crecimiento promedio anual en el período 2019-2025 ya no será del 1,8% sino del 1,5%. China y la India impulsarán la mayor parte del incremento de la demanda gracias a las políticas de apoyo a ese combustible. El mayor incremento de la producción vendrá del *shale gas* de los Estados Unidos y los proyectos convencionales en Oriente Medio y la Federación de Rusia.

La situación de los Estados Unidos es particular. Los precios del gas natural en ese país tienen potencial para aumentar rápidamente (Dewar y otros, 2020). Los contratos futuros de Henry Hub para principios de 2021 se cotizan en los alrededores de tres dólares por millón de Btu, casi el doble del mínimo alcanzado en los últimos 25 años. Algunos analistas incluso han pronosticado que los precios de Henry Hub alcanzarán cuatro dólares en 2022. Otros alertan sobre la persistencia del exceso de gas y de los precios bajos. Si bien reconocen que la caída del precio del petróleo está llevando a una reducción de la producción de gas asociado, dicha reducción no ha sido ni será suficiente para eliminar el excedente de 2.000 mmpcd antes de la pandemia. La dirección futura del mercado del gas es difícil de leer. Diversos escenarios oferta-demanda indican que en 2021 el mercado podría fluctuar entre un déficit de 8.000 y un excedente de 4.000 mmpcd. El futuro del mercado es incierto en el corto plazo y más a largo plazo.

C. El gas natural en los Estados Unidos

Apoyándose en los hidrocarburos no convencionales, los Estados Unidos se transformaron en exportador neto de refinados en 2011, exportador neto de gas en 2017, exportador de petróleo crudo en 2018 y exportador neto de energía en 2019 (US-EIA, 2020b). Las exportaciones de gas, carbón y refinados compensaron las compras foráneas de petróleo crudo. Ese país aún mantiene su estatus de importador neto de petróleo crudo pero cada vez compra menos en el extranjero (US-EIA, 2020a). Por lo que toca al gas natural, el país alcanzó récords en producción, consumo y exportaciones. El *shale* y el *tight* están detrás del éxito. De una producción total de 112.000 mmpcd en 2019, el 67,9% provino de lutitas y arenas compactadas de baja porosidad y permeabilidad. El resto fue extraído de yacimientos de gas (18,6%), yacimientos de petróleo (11,3%) y desgasificación de mantos de carbón (2,2%) (véase el gráfico 21).



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Administración de Información Energética de los Estados Unidos (US-EIA), "Natural Gas Annual 2019", Washington D. C. [en línea] <https://www.eia.gov/naturalgas/annual/>.

La producción de gas seco alcanzó un promedio de 93.000 mmpcd en 2019; a su vez, el consumo llegó a 85.000 mmpcd, 29% más que el año anterior, por el empuje del sector eléctrico, incluyendo el cierre de centrales de carbón (US-EIA, 2020d). La diferencia entre producción y consumo se tradujo en exportaciones por 12.000 mmpcd. Los Estados Unidos exportaron más de lo que importó por gasoducto por primera vez a partir de 1985⁵⁰. El Canadá es la principal fuente de suministro externo y México el principal destino de las ventas. Las exportaciones estadounidenses de gas natural licuado no fueron significativas hasta 2016, año en el que empieza un crecimiento vertiginoso con perspectiva de superar en poco tiempo a las exportaciones por gasoducto (véase el gráfico 22).

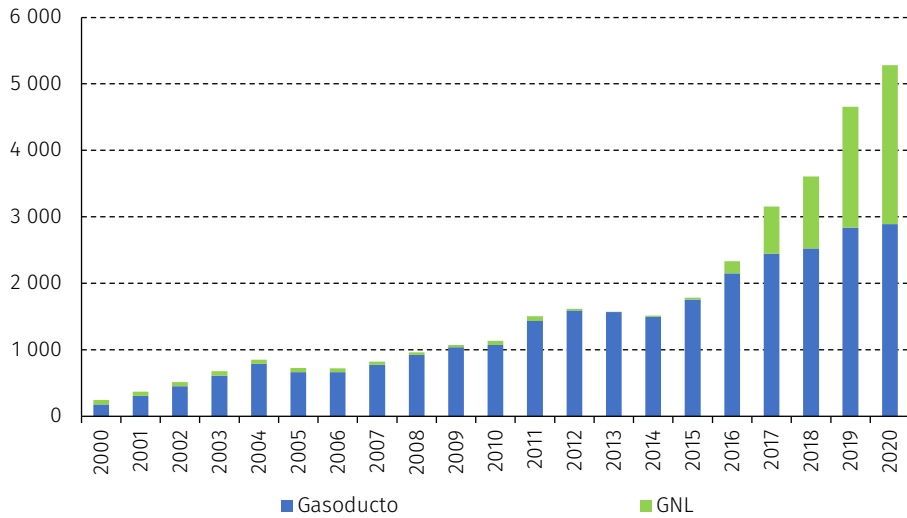
México es el principal destino de las exportaciones de gas natural de los Estados Unidos desde que superó a Canadá en 2015. Los volúmenes más importantes entran por gasoducto (93%) pero también en forma de gas natural licuado y marginalmente por autotank (cifras de 2019). Pese a la fuerte contracción económica por efecto de la pandemia, las importaciones por ducto han seguido aumentando y desplazado el costoso suministro de gas natural licuado, que en parte también llega de los Estados Unidos.

Las exportaciones por gasoducto a México promediaron 5.100 mmpcd en 2019. Para septiembre 2020 y pese a la pandemia las exportaciones llegaron a 5.900 mmpcd, impulsadas por la entrada en operación del gasoducto submarino Sur de Texas-Tuxpan Veracruz (2019) y el gasoducto que conecta Waha en Texas con Guadalajara, Jalisco (2020). Durante las dos primeras semanas de junio de 2021 las exportaciones por gasoducto promediaron 6.600 mmpcd (véase el gráfico 23). México es el segundo mercado más grande del mundo en importaciones netas de gas natural por gasoducto, solo detrás de Alemania⁵¹.

⁵⁰ Las importaciones estadounidenses de gas provenientes de Canadá son significativas, las que llegan de México son nulas o diminutas.

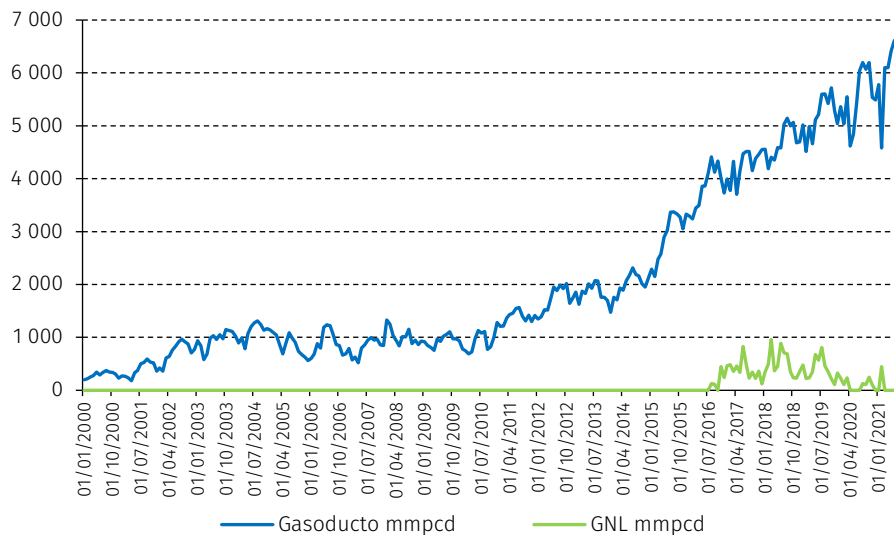
⁵¹ En 2020 Alemania y México importaron 9.869 y 5.254 mmpcd de gas natural por gasoducto, respectivamente (*Statistical Review of World Energy*, 2021, pág. 45).

Gráfico 22
Estados Unidos: exportaciones de gas natural, 2000-2020
 (En 1.000 millones de pies cúbicos)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Agencia de Información Energética de los Estados Unidos (US-EIA) [en línea] <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/imports-and-exports.php#:~:text=In%202020%2C%20total%20annual%20U.S.%20natural%20gas%20exports%20were%205.28,fourth%20year%20in%20a%20row.&text=About%2055%25%20of%20the%20total,and%2031%25%20went%20to%20Canada>.

Gráfico 23
Estados Unidos: exportaciones de gas natural a México, enero de 2010 a julio de 2021
 (En millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Agencia de Información Energética de los Estados Unidos (US-EIA) [en línea] <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9132mx2m.htm>.

La balanza petrolera entre ambos países es deficitaria para México a partir de 2015 (US-EIA, 2020e). En 2019 el valor de las exportaciones mexicanas de petróleo crudo y marginalmente de gas y petrolíferos por un total de 13.000 mdd no logró compensar la importación de gas natural y refinados por 34.000 mdd. Ese déficit preocupa al gobierno en términos macroeconómicos. En 2019 el comercio de energía representó el 13% del valor de todas las exportaciones estadounidenses dirigidas al sur del río Bravo y el 4% de todas las importaciones que recibe México del vecino del norte. Esas cifras revelan que el mercado

mexicano es muy importante para los Estados Unidos y lo seguirá siendo por lo menos hasta que masifique sus exportaciones de gas natural licuado a Europa y el Lejano Oriente. La US-EIA cita un informe de la Comisión de Comercio Internacional donde señala que es probable que el T-MEC tenga poco efecto en el comercio de energía entre los Estados Unidos y México, de una inercia ya considerable (US-ITC, 2019).

D. Integración con los Estados Unidos y preocupaciones de seguridad energética

Desde mediados de la década de 2010 diversos analistas alertaban sobre el crecimiento de la dependencia externa en gas natural al multiplicarse gasoductos e interconexiones con los Estados Unidos, al mismo tiempo que la producción interna declinaba y se utilizaba prioritariamente en las actividades de la industria petrolera quedando poco gas disponible para el mercado interno. La preocupante dinámica de la importación alcanzó finalmente los círculos oficiales. En 2018, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2018) advertía que el 57% de la electricidad se producía con gas natural, que ese combustible generaba el 64% del calor que necesitaba el país, que el gas aportaba el 48% del fluido utilizado para mantener la presión en los yacimientos petroleros y que la industria petroquímica dependía de ese hidrocarburo en un 87% (cifras de 2016).

La inquietud principal se concentraba en el sector eléctrico por la alta probabilidad de continuar la expansión del parque de generación con base en centrales de ciclo combinado operadas con gas natural. Esa probabilidad tenía sustento, primero, en las limitaciones técnicas de la generación eléctrica con fuentes renovables de energía, puesto que no se habían resuelto por completo los problemas de almacenamiento eficiente y estabilidad de la red eléctrica; segundo, en el bajo costo de la generación con gas natural⁵²; tercero, en la combinación gas natural-fuentes renovables como la mejor opción de generación eléctrica durante la primera fase de la transición energética, por su elevada complementariedad y por reemplazar los combustibles fósiles más contaminantes⁵³.

En un escenario tendencial elaborado por la agencia reguladora las importaciones representarían el 82% de las necesidades en gas natural y el 94% de los requerimientos en gas seco en 2030⁵⁴. En cambio, en un escenario disruptivo con cambio tecnológico y fuerte impulso a la producción de gas (crecimiento del 14% anual) sería posible eliminar las importaciones y regresar a una balanza petrolera superavitaria. Ello suponía incrementar la plataforma de producción en 374% con respecto a 2016, un esfuerzo enorme pero factible.

La CNH hacía notar que las importaciones crecientes representaban un riesgo para el suministro y la seguridad energética⁵⁵. Un riesgo relevante estaba asociado a la geopolítica, entendida como “el uso que hacen los países de las ventajas de contar con recursos que otros necesitan para lograr ciertos fines políticos” (CNH, 2018, pág. 32). Aunque el gas fuera

⁵² El costo total de generación eléctrica —que toma en cuenta el costo variable, el costo fijo, el costo de respaldo y el costo de transmisión— es de solo 56,3 dls/MWh con un ciclo combinado que utiliza gas natural, nivel muy por debajo del que se obtiene, en dls/MWh, con combustóleo (183,2), carbón (137,6), biomasa (103,6), energía nuclear (97,5), energía solar PV (98), energía eólica (87,9) e hidroeléctricas (79,3) (CNH, 2018).

⁵³ Se estiman en alrededor de 203 kg de CO₂ las emisiones de un MWh producido en un ciclo combinado con gas natural, nivel muy favorable con respecto al carbón (570 kg), el combustóleo (391 kg) e incluso la biomasa (372 kg), (CNH, 2018).

⁵⁴ En la práctica esos niveles se elevaron no en 2030 si no en 2020.

⁵⁵ La definición de seguridad energética propuesta por la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2018) se refiere a la disponibilidad ininterrumpida de recursos energéticos a un precio accesible. En el corto plazo, tiene que ver con la capacidad del sistema energético para reaccionar rápidamente a los cambios en el balance entre oferta y demanda en tanto que, en el largo plazo, implica realizar las inversiones oportunas que permitan aumentar la oferta de energía, tomando en cuenta el desarrollo económico y la sostenibilidad ambiental.

transportado por ductos y producido regionalmente no lo eximía de los riesgos a los que están sometidos el petróleo y otras mercancías que transitan entre fronteras. De acuerdo con la CNH, la crisis del gas en Ucrania —que llevó a la Federación de Rusia a suspender el suministro a ese país y acabó afectando a 17 países europeos— era un buen ejemplo de ese tipo de riesgos. Otro riesgo geopolítico era el aumento de la demanda mundial de gas natural que podría reducir la disponibilidad para México y elevar su precio.

Para mejorar la seguridad energética la CNH sugería implementar políticas de diversificación de energías y fuentes de suministro, así como hacer uso de todas las herramientas disponibles para promover el aumento de producción de gas en el país. La existencia de reservas y de considerables recursos prospectivos convencionales y no convencionales de gas en el país brindaba la oportunidad para fortalecer la seguridad energética. En opinión del regulador, la reforma de 2013 había establecido las bases para contar con una oferta energética suficiente y sostenible mediante la participación de Pemex y los particulares. En una publicación más reciente (CNH, 2020a), el regulador insistió en la excesiva dependencia externa en gas natural⁵⁶ y documentó que el 90% de las compras foráneas provenía de los Estados Unidos, lo que constituía un caso atípico porque ningún país con alta dependencia externa importaba más del 52% de un solo país (véase el cuadro 14). Italia y Turquía importan el 100% de sus necesidades, pero su proveedor más importante solo aportaba el 51,4% y el 34,9%, respectivamente. Japón dependía de la importación en un 98%, pero ningunos de sus proveedores aportaba más del 26,9%.

Cuadro 14

Países seleccionados: peso relativo de las importaciones en el consumo de gas natural de países altamente importadores de ese combustible, 2020

País	País del que más importan (en porcentajes)	Importaciones desde otros países (en porcentajes)	Gas importado sobre el consumo nacional (en porcentajes)
Alemania	46,4	53,6	99,0
España	52,0	48,0	98,0
Francia	49,9	59,1	95,0
Italia	34,9	65,1	100,0
Japón	26,9	73,1	98,0
México 2017	94,0	6,0	85,0
México 2019	96,4	3,6	89,0
Turquía	51,4	48,6	100,0

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), *Prospectiva de la producción nacional de gas natural, 2020 (2020a)* [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/488400/Prospectiva_Produccion_Nacional_Gas_Natural__2_.pdf.

Otra consideración importante señalada por la CNH era la elevada dependencia del gas importado para generar electricidad, que situaba a México a la cabeza de los países importadores, pues en ninguno otro país de ese grupo el gas participaba con más del 45% en la generación eléctrica (véase el cuadro 15). Además de la dependencia casi completa de un solo país, la CNH hacía notar que el 70% del suministro externo ingresa a través del estado de

⁵⁶ Llama la atención que la CNH sea la entidad gubernamental que haga referencia a un riesgo geopolítico para aumentar la producción de gas natural cuando su mandato corresponde a identificar oportunidades, proyectos y tecnologías de exploración y producción para justificar o proponer soluciones para el desarrollo de los recursos. Esa intervención refleja un vacío institucional de autoridad política.

Tamaulipas y el 60% por solo dos interconexiones⁵⁷, y no había red de protección frente a un eventual corte de suministro, ya que la capacidad de almacenamiento era de solo dos días cuando en otros países era mucho mayor: Holanda (151), Alemania (100), Italia (92), el Canadá (85), la Federación de Rusia (66), los Estados Unidos (65) y China (25) (véase el cuadro 15).

Cuadro 15
Países seleccionados: peso relativo del gas natural en la generación de electricidad en países altamente importadores de ese combustible, 2017
(En porcentajes)

País	Petróleo	Gas natural	Carbón	Nuclear	Renovables
Alemania	1,0	13,0	42,0	13	31
España	6,0	19,0	14,0	21	40
Francia	0,0	6,0	2,0	73	19
Italia	4,0	44,0	13,0	0,0	39,0
Japón	8,0	39,0	34,0	2	17,0
México	13,0	54,0	10,0	4,0	19,0
Turquía	1,0	33,0	34,0	0,0	33,0

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), *Prospectiva de la producción nacional de gas natural, 2020, 2020a* [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/488400/Prospectiva_Produccion_Nacional_Gas_Natural__2_.pdf.

La causa de las importaciones se encontraba en buena medida en Pemex, concluía la CNH (CNH, 2020a), porque la empresa del Estado había concentrado atención y recursos en el petróleo. El gas quedó relegado a un segundo plano a partir de que el precio del petróleo se elevó sustancialmente en 2007-2008 y el precio del gas en los Estados Unidos descendía por el *boom* del *shale gas*. La caída de la producción era resultado del agotamiento natural de los campos maduros, pero sobre todo de la falta de inversiones en las actividades de exploración y extracción principalmente en aguas profundas y en yacimientos no convencionales. La disminución en las actividades exploratorias había repercutido negativamente en la restitución de reservas y en la plataforma de producción.

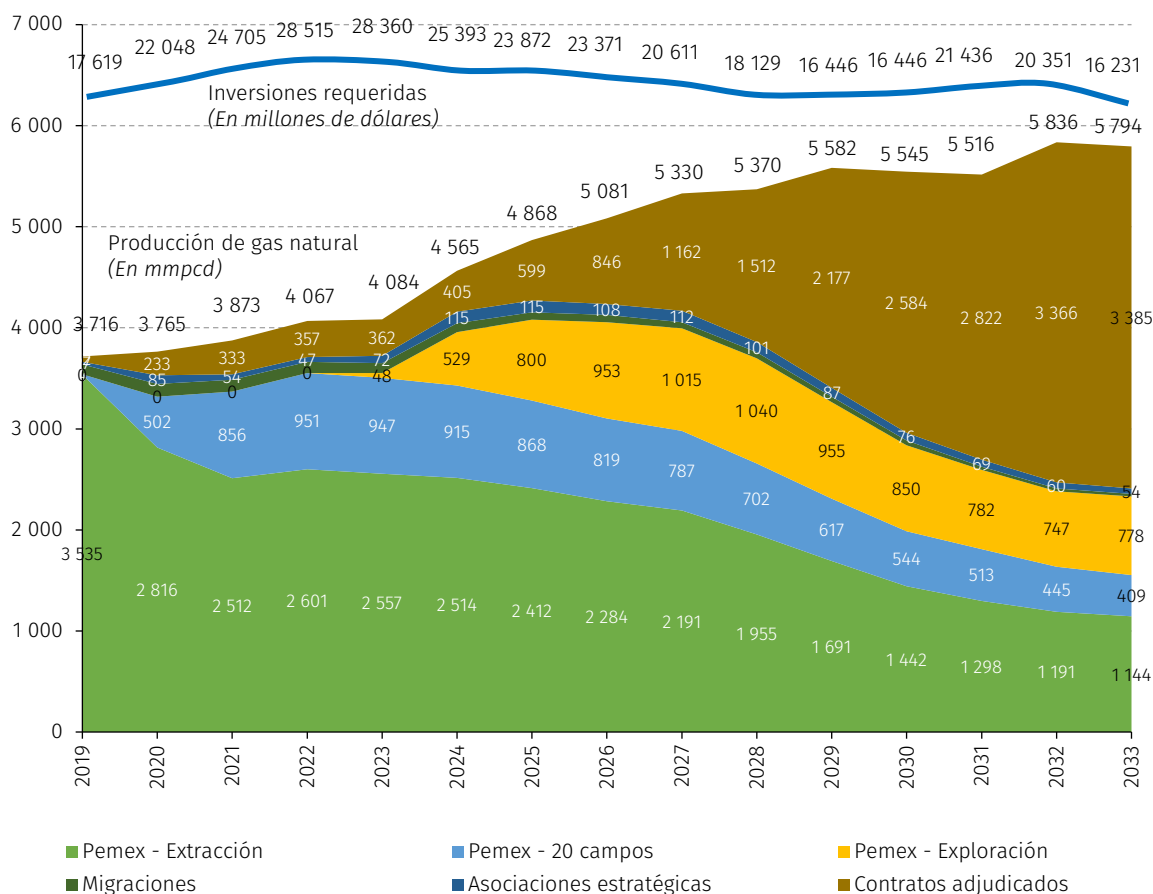
Con tanto gas en el subsuelo (248 billones de pies cúbicos), la CNH proponía incrementar de manera sustancial la producción utilizando de manera eficiente las reservas y recursos prospectivos, de los que el 65% eran no convencionales. México tenía la ventaja de que las cuencas del noreste (Burgos, Sabinas y Burro-Picachos) concentraban la mayoría de los recursos no convencionales y eran análogas a las del sur de los Estados Unidos, desarrolladas con mucho éxito. Además, la mayor parte de las reservas de gas natural y recursos prospectivos convencionales se encontraban en Sureste y la cuenca de Tampico-Misantla, así como en el Golfo de México Profundo, respectivamente. Así, la mayor parte de la futura producción vendría de aguas profundas y *shale gas* del norte del país. Ello sin contar que las provincias de Tampico-Misantla, Sureste y Golfo de México Profundo eran ricas en precursores petroquímicos que podrían impulsar esa industria.

Para la CNH, la estrategia de incremento de la producción de gas debía tener cuatro componentes: el desarrollo de los campos prioritarios de Pemex, las asociaciones de la empresa nacional con petroleras privadas, la reactivación de las rondas petroleras para ampliar las áreas de búsqueda y extracción de ese hidrocarburo y la alineación de los objetivos

⁵⁷ La elevada concentración de flujo en ambas interconexiones plantea un problema de seguridad nacional por la posibilidad de atentados terroristas y las dramáticas consecuencias que resultarían de la interrupción del suministro de gas. Tamaulipas es uno de los estados de la república mexicana más violentos, donde los cárteles de la droga y grupos criminales, en su disputa por el territorio, no han dudado en realizar actos terroristas para amedrentar a la población y las autoridades encargadas de combatirlos. Un grupo subversivo hizo explotar gasoductos de Pemex en el centro del país en 2007.

institucionales de cada una de las dependencias involucradas. Esa estrategia permitiría alcanzar una producción de 5.545 mmpcd en 2030, integrada por campos tradicionales de Pemex (1.442 mmpcd), campos prioritarios de Pemex (544 mmpcd), campos descubiertos por Pemex (850 mmpcd), migraciones de las asignaciones de Pemex (76 mmpcd), asociaciones estratégicas de Pemex con privados (48 mmpcd) y los contratos adjudicados en las rondas de licitación (2.584 mmpcd) (véase el gráfico 24). Alcanzar una producción de 5.545 mmpcd requería un gran esfuerzo de inversión (de alrededor de 267 miles de millones de dólares, entre 2019 y 2030), desarrollo que no estaría exento de riesgos (CNH, 2019).

Gráfico 24
México: producción potencial de gas natural entre 2019 y 2030
 (En millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), "Prospectiva de la producción nacional de gas natural, 2020" 2020a [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/488400/Prospectiva_Produccion_Nacional_Gas_Natural_2_.pdf.

La CNH (2018) añadía que más allá de los retos geológicos y económicos, el desarrollo de los yacimientos no convencionales, donde se encuentra el mayor potencial prospectivo, enfrenta obstáculos sociopolíticos asociados al uso y la ocupación superficial que pueden ser tan o más difíciles de sortear que los primeros⁵⁸. Las grandes necesidades de agua para

⁵⁸ La reforma energética trató de atender este problema mediante una regulación detallada y compleja en su instrumentación (Ley de Hidrocarburos, capítulo IV) que no ha sido del todo efectiva. "Es importante que el uso y

fracking sería otra fuente de conflicto porque los recursos no convencionales de gas natural se localizan principalmente en regiones donde el agua escasea y es intensa la competencia entre usos alternativos del vital fluido. Las afectaciones al medio ambiente de toda actividad extractiva, la contaminación de los mantos freáticos y las emisiones fugitivas de metano serían algunos de los riesgos ambientales, que debían encontrar respuesta mediante una estricta regulación.

Por último, y con la finalidad de realizar un esfuerzo nacional para lograr un sector del gas natural capaz de satisfacer las necesidades presentes y futuras del país, la CNH le recomendó a la Secretaría de Energía tomar medidas con ese propósito, entre ellas las siguientes: Conformar una empresa productiva del Estado dedicada a la exploración y extracción del gas natural, a la que se transferirían las asignaciones de gas natural no asociado, así como la infraestructura de procesamiento⁵⁹.

- Promover las agrupaciones de asignaciones y asociaciones estratégicas de la empresa productiva del Estado.
- Reestructurar el régimen fiscal y estimular los proyectos específicos de gas.
- Fortalecer los incentivos a la recuperación secundaria y mejorada.
- Impulsar el desarrollo de instalaciones de almacenamiento subterráneo y superficial
- Implementar un programa integral para promover la producción de gas natural en yacimientos no convencionales.

Para complementar las acciones anteriores, la CNH proponía incentivar la producción mediante contratos a largo plazo entre productores y consumidores; asegurar la disponibilidad en todo el territorio nacional ampliando la infraestructura de transporte y distribución; promover la formación de centros de distribución para facilitar la comercialización; apoyar programas de desarrollo de la industria petroquímica; incluir, en el plan quinquenal de licitaciones áreas de exploración y extracción que pudieran incrementar la plataforma de producción de gas natural; y consolidar la cadena de suministro y el contenido nacional.

Un factor común a todas esas propuestas consistía en aprovechar las posibilidades que brindaba la reforma energética que abrió la cadena del gas natural a los particulares (CNH, 2018). En el próximo capítulo se mostrará que la presente administración decidió no aprovechar los instrumentos derivados de dicha reforma si ampliaban la privatización del sector energético y si restringían la capacidad del Estado para tomar decisiones, es decir, si afectaban la soberanía energética.

E. Crisis energética en Texas

A mediados de febrero de 2021 dos atípicas tormentas invernales azotaron con inusual furia el sur de los Estados Unidos, particularmente el estado de Texas. La primera ocurrió entre los días 10 y 11 y la segunda del 13 al 17. Las bajas temperaturas (de hasta -16°C) produjeron fallas masivas en el abastecimiento de gas natural, el sistema eléctrico, el suministro de agua, el transporte y el suministro de alimentos. El fenómeno meteorológico agravó una situación ya complicada por las medidas que estaban en aplicación para combatir la pandemia de COVID-19. El saldo fue la pérdida de vidas humanas, accidentes, ahogamientos, incendios e intoxicaciones

ocupación superficial se haga más sencillo y expedito por medio de mecanismos claros con procesos de solución de controversias más inmediatos, respetando los derechos de aquellos que poseen los derechos de las tierras y dando certidumbre a los asignatarios y contratistas” CNH (2018, pág. 149).

⁵⁹ La idea de crear una empresa específica de gas data de varias décadas atrás pero no ha perdido vigencia, al contrario, las circunstancias en las que se desarrolla la industria fortalecen el interés de esa estrategia de política energética (Vielma, 2020).

con monóxido de carbono. Las averías se estimaron en alrededor de 19.000 mdd, daños similares a los que dejó el huracán Harvey en 2017.

A pesar de que Texas es famoso por sus abundantes recursos energéticos no se había preparado para un evento de frío polar. La dinámica de la competencia y la escasa regulación habían producido la disminución del margen de reserva en el sistema eléctrico del 20% al 10% en solo una década. Al cerrarse la brecha entre la demanda y la capacidad disponible para atenderla, sobre todo en los momentos de demanda máxima, la red había perdido flexibilidad, había advertido la Comisión de Confiabilidad Eléctrica de Norte América (NERC).

En los momentos más álgidos el operador de la red eléctrica del estado, el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT), señaló que se había quedado sin opciones para impulsar la generación eléctrica y satisfacer el crecimiento incontenible de la demanda. Las soluciones de mercado se habían agotado, según los mensajes de la sala de control publicados por el gestor de la red en su sitio web (McLaughlin y Kelly, 2021). Los cortes eran inevitables. Más de 5 millones de hogares y negocios se quedaron sin electricidad, algunos durante varios días. Inicialmente se culpó a las centrales eólicas y solares. Análisis menos superficiales concluyeron que había habido fallas generalizadas en todas las cadenas de suministro. Fallaron centrales operadas con fuentes renovables, pero también carboeléctricas, gasoeeléctricas e incluso centrales nucleares, tecnología de generación resistente y resiliente⁶⁰. De hecho, se perdió cinco veces más generación con gas natural que con energía eólica (Penney, 2021).

La falta de preparación para condiciones climáticas extremas dejó vulnerables a los sistemas de suministro y las fallas se retroalimentaron. Los cortes de energía eléctrica, así como el congelamiento de pozos y gasoductos, produjo escasez de gas que a su vez dejó fuera de servicio a numerosas centrales eléctricas, en el momento en que la demanda de electricidad batía récords por la necesidad de calefacción. Entre el 14 y el 17 de febrero la demanda (69.000 MW) superó el escenario extremo (61.388 MW), diseñado por el operador de la red y solo se logró contar con 46.059 MW. De una capacidad instalada de 67 GW en centrales nucleares y termoeléctricas con base en combustibles fósiles, quedaron fuera de servicios 28 GW.

Debido al desbalance entre oferta y demanda, ERCOT ordenó a las empresas eléctricas suspender temporalmente el servicio para evitar el colapso de la red⁶¹. Los apagones se resintieron sobre todo en los barrios de bajos ingresos y de minorías étnicas. Al fallar la electricidad también falló el suministro de agua potable y algunas tiendas suspendieron la venta de comestibles. Los sistemas de emergencia permitieron a hospitales y servicios vitales seguir funcionando. La red estuvo a segundos de una falla catastrófica (Falcon y Rapaport, 2021). Los sistemas eléctricos de los estados vecinos no pudieron prestar auxilio porque Texas operaba como un sistema aislado, es decir, con escasas conexiones con otros sistemas⁶².

Como resultado de los cortes de electricidad y el congelamiento de equipos, la producción de gas natural vino a menos. Con una oferta cada vez más rezagada y un consumo imparable, el precio del gas natural se elevó verticalmente pasando de uno a tres dígitos, en algunas localidades hasta 999 dólares el mmBtu (Gonzales, 2021b). El precio de la electricidad tuvo una evolución parecida: de un nivel típico de 50 dólares por MWh pasó a niveles de 9.000 dólares (Cavaliere, 2021). Hogares y oficinas con tarifas ligadas a los precios del mercado mayorista recibieron facturas fuera de lo común: un día de electricidad llegó a cobrarse hasta

⁶⁰ La falla en un sensor de un sistema externo activó el apagado automático de uno de los cuatro reactores que operan en el estado. La unidad 1 en la Estación de Generación Nuclear del Sur de Texas, de 1.350 MW, dejó de producir energía después de que la pequeña sección de la tubería se congelara a temperaturas que promediaban -8° C.

⁶¹ ERCOT suministra energía a más de 25 millones de clientes y representa el 90% de la carga eléctrica del estado.

⁶² ERCOT tiene cuatro conexiones con otras redes: dos en el noreste del estado que suman una capacidad de 820 MW y las otras dos con México, una en Laredo (100 MW) y otra en McAllen (300 MW).

en 1.000 dólares y una semana en 5.000 dólares. Los usuarios con tarifa fija no fueron afectados. En tiempos normales los planes de pago a tasa variable o indexados al mercado mayorista quedaban por debajo de los planes a tarifa fija, lo que era atractivo para hogares y negocios. Los ahorros conseguidos durante meses desaparecieron con el disparo de precios.

El 12 de febrero el gobernador de Texas declaró estado de desastre. Al día siguiente el presidente emitió la declaración federal de emergencia. En un esfuerzo desesperado por aliviar la escasez de energía, el gobernador ordenó a los productores de gas natural no exportar productos fuera del estado hasta el 21 de febrero y que en lugar de ello los vendieran a abastecedores dentro de Texas⁶³. La suspensión de exportaciones duraría hasta el 21 de febrero, pero se reiniciaron dos días antes de esa fecha. El gobernador pidió la dimisión de los 15 directivos de ERCOT (Wallace, 2021), cinco de los cuales entregaron su renuncia, al tiempo que llamó a la asamblea legislativa del estado a priorizar la reforma del gestor de la red. ERCOT recibió la mayor parte de las críticas. Se le acusó de haber gestionado mal la crisis y de haber hecho un mal trabajo para mantener informado al público. La revelación de que un tercio de los miembros de su junta vive en otros estados causó indignación porque muchos ciudadanos veían al gestor de la red como un organismo público. Esa práctica ayuda a garantizar diversidad de opiniones en la junta, contrargumentaron especialistas.

1. Lecciones de la crisis

La crisis energética en Texas fue breve pero catastrófica. Su intensidad se explica por las características del sistema eléctrico, sobre todo por sus debilidades. El evento trae a colación antiguas lecciones y nuevas enseñanzas. La crisis no estaría desvinculada de la agresiva desregulación de la electricidad impulsada por el gobernador George W. Bush en 1999. Algunos aseguran que la desregulación no fue en sí misma el problema puesto que le ha permitido a ese Estado tener electricidad barata. La causa residiría en el clima inusual y la falta de conexiones para recibir ayuda en casos de emergencia.

En cualquier caso, ser el principal estado productor de energía de los Estados Unidos no es sinónimo de eficacia, solidez y resistencia⁶⁴. El sistema energético de Texas falló frente a un fenómeno meteorológico particularmente grave, pero no desconocido ni en su intensidad ni en sus efectos. El suministro se interrumpió y los ciudadanos se quedaron sin servicios energéticos en el momento en que más los necesitaban. Los sistemas técnicos no son infalibles, pero el sistema energético de Texas ni siquiera se preparó a pesar de haber vivido eventos recurrentes de frío intenso, los más recientes en 1983, 1989, 2003, 2006, 2008 y 2010 (McLaughlin y Kelly, 2021).

A raíz de la severa tormenta invernal que produjo numerosos apagones en 2011, la Comisión Federal de Regulación Energética (FERC) recomendó contar con una mejor preparación para enfrentar inviernos gélidos, recomendación que la Comisión de Servicios Públicos de Texas (el ente regulador local) no tradujo en regulaciones obligatorias para las empresas generadoras, solo se les dio carácter voluntario. Como resultado no se realizaron inversiones para operar la infraestructura durante eventos de frío intenso. Así, en repetidas ocasiones quedó demostrado que el sistema energético de Texas no era inmune al invierno y en igual número de ocasiones las autoridades, reguladores y operadores no estuvieron dispuestos a tomar medidas por encima de las que tomaría el mercado.

⁶³ En el comunicado oficial se indicó lo siguiente: "The Governor has ordered natural gas producers not to export product out of state until February 21st and instead sell it to providers within Texas" ("El gobernador ordenó a los productores de gas natural que no exporten productos fuera del estado hasta el 21 de febrero y en su lugar los vendan a proveedores dentro de Texas") (Office of the Texas Governor, 2021).

⁶⁴ Texas aportó el 41% de la producción petrolera y el 25% de la producción de gas de los Estados Unidos en 2019.

Texas es un estado donde domina la creencia que el mercado funciona mejor con poca o nula intervención de los poderes públicos. ERCOT, por ejemplo, es una organización no gubernamental con muy poca supervisión del gobierno estatal y ninguna regulación por parte de las autoridades federales. Esa confianza excesiva en el mercado ha conducido a una regulación débil. Por ejemplo, semanas antes de la crisis, en noviembre de 2020, la Comisión de Servicios Públicos de Texas disolvió su departamento de supervisión y cumplimiento y canceló el contrato que tenía con el supervisor independiente de la red eléctrica (Texas Reliability Entity), organismo sin fines de lucro contratado para garantizar que los proveedores de electricidad cumplieran con las normas de confiabilidad. La Comisión argumentó razones presupuestarias y el escaso control que tenía sobre el supervisor independiente.

La red eléctrica de Texas opera de manera aislada e independiente a partir de 1935. Esa excepcionalidad se negoció para evitar la regulación federal, pero con el tiempo ha tenido un precio: la imposibilidad de recibir apoyo eléctrico en caso de emergencia. Los líderes políticos de Texas le dan un alto valor al aislamiento, la autodeterminación y la autosuficiencia. Cabalgar en solitario le ha proporcionado al estado beneficios como mantener los precios de la energía más bajos en comparación con los mercados integrados o altamente regulados en el resto del país, aun cuando ese espíritu de ir solo implica asumir riesgo en soledad. Texas es rico en recursos y en autoconfianza, pero eso no es suficiente para que las cosas marchen bien.

ERCOT es la única red de los Estados Unidos que no tiene un mercado de capacidad para emergencias. En otras regiones se realizan subastas trianuales para contratar capacidad que solo entrará en operación en situaciones extremas. ERCOT no cuenta con ese tipo de mecanismos con la idea de que el desbalance entre oferta y demanda se traducirá en precios remuneradores que les proporcionará ganancias a los operadores, que a su vez se convertirán en inversiones.

En un mercado competitivo el sector privado invierte motivado por el margen de beneficio a obtener en las diferentes actividades de la cadena de suministro, en consecuencia, privilegia la generación y desdeña los servicios auxiliares, la reserva de capacidad, las redundancias y las actividades poco rentables. En el modelo de mercado la inversión reposa en incentivos y en la regulación; si estos fallan, la inversión quedará por debajo de lo que requiere el sano desarrollo del sistema. En Texas el sistema energético creció débil y vulnerable por la escasa regulación y el cumplimiento voluntario de las normas. Las empresas privadas compiten por bajar costos y no tienen incentivos para invertir en infraestructura estratégica o blindar la infraestructura contra fenómenos meteorológicos extremos o elevar la resiliencia de la infraestructura de generación, transmisión y distribución.

En Texas no vale la pena gastar mucho en preparativos para combatir el frío porque es un estado rara vez azotado por un clima invernal severo. Pese a ello, el costo económico de un apagón puede llegar a ser muy elevado. Un análisis encargado por ERCOT en 2013 estimó que el valor de la electricidad no suministrada rondaba en seis dólares por kWh, es decir 6.000 dólares por MWh. Aplicando ese parámetro al déficit de 20.000 MW que tuvo Texas durante dos días, resulta una pérdida de 5.600 mdd o 120 mdd por hora (Englund, Mufson y Grandoni, 2021).

Cinco empresas de servicios público hacen llegar la electricidad a los hogares de Texas a partir de 70 proveedores elegidos libremente por los usuarios. Dichos proveedores contratan el producto con alguna o algunas de las empresas generadoras del estado que suman más de 500. Esa cerrada competencia ha permitido tener precios bajos. Antes de la tormenta, el costo de la electricidad al mayoreo promediaba aproximadamente la mitad del precio en el resto del país para beneplácito de los consumidores. Sin embargo, esa misma competencia obliga a las empresas a reducir los costos tanto como les sea posible, incluso sacrificando gastos cuantiosos, entre ellos los relacionados con los equipos que se necesitan para mantener funcionando las centrales durante los gélidos inviernos.

Más allá del costo económico de un apagón está el sufrimiento humano. Las peores consecuencias de un fallo por congelación de equipos están en la exposición de la población a temperaturas bajo cero, la escasez de agua potable, la disminución de los suministros de alimentos, el temor y la zozobra de que la ayuda no llegue a tiempo y se pierda la vida. Por eso, “la magnitud del sufrimiento está determinada no solo por la avería de la infraestructura, sino también por la capacidad de cada comunidad para capear el temporal” (Fletcher, 2021). Las comunidades históricamente marginadas y las personas pobres son las más expuestas a los riesgos climáticos y las fallas técnicas, porque tienen menos recursos y capacidades para prevenir, protegerse y reponerse después de un evento extremo. Las comunidades más vulnerables son las que más tienen que perder.

Se están llevando a cabo estudios para determinar si el descenso vórtice polar hacia zonas templadas se explica por razones de cambio climático. De lo que no queda duda alguna es que los fenómenos naturales extremos ponen a prueba la templanza de la infraestructura y exponen a la población a riesgos que de materializarse podrían ser muy costosos en términos humanos y económicos, situación que obliga a implementar medidas preventivas.

Algunos ven en la crisis energética de Texas un presagio de los desastres naturales por venir asociados al calentamiento global y el cambio climático. De la traumática experiencia resalta la urgencia de adaptar la infraestructura a nevadas congelantes, tormentas desastrosas, incendio forestal devastadores, huracanes destructivos, inundaciones catastróficas, que pueden afectar simultáneamente múltiples componentes y áreas completas de los sistemas vitales (combustibles, electricidad, agua, alimentos, atención médica, entre otros). Las fallas simultáneas, masivas y encadenadas son más probables de lo que se podría pensar.

Prepararse para futuras amenazas comienza por fortalecer la infraestructura en los eslabones más débiles. Decidir cuánto invertir no solo debería depender de la probabilidad de que ocurra un fenómeno extremo, sino también de la gravedad de las consecuencias. Más allá de las medidas para cada instalación es necesario diseñar soluciones más generales (diversificar tecnologías, fuentes de energía y sitios de producción), sin olvidar el clima del futuro. El pasado ya no sirve de guía segura para prevenir las futuras condiciones extremas. Los nuevos proyectos deben planificarse para el peor de los casos en función de las proyecciones climáticas durante su vida útil esperada (Fletcher, 2021).

El mercado de gas natural en los Estados Unidos ya había estado sometido a presiones en su sistema de precios y señales de mercado. Pese a ello sus mecanismos siguen estando deficientemente diseñados para ese propósito. Las reacciones de los políticos en Texas fueron poco reflexivas y fuera del ámbito de su competencia. Pese a ello, los participantes del mercado están a favor de las modificaciones federales propuestas a la política de índices de precios del gas natural para mejorar la transparencia de los precios y alentar la presentación de informes de transacciones. Este es el tipo de temas que México debería discutir con los Estados Unidos para evitar situaciones similares, subraya Estrada (2017)⁶⁵.

2. Repercusiones en el sistema energético mexicano⁶⁶

Las tormentas invernales de febrero no solo impactaron en el sur de los Estados Unidos, también afectaron el norte de México. A los estragos causados por el fenómeno meteorológico

⁶⁵ Véanse los reportes sobre los efectos del severo invierno de 2011 en el sudoeste estadounidense (FERC y NERC, 2011) y una propuesta de los agentes participantes del mercado de gas natural a favor de las modificaciones federales a la política de índices de precios del gas natural para mejorar la transparencia de los precios (Gonzales, 2021).

⁶⁶ Las cifras provienen de los boletines de prensa de la CFE y el CENACE.

en suelo mexicano se sumaron las repercusiones de la crisis energética en Texas⁶⁷, en particular el crecimiento vertical de los precios del gas natural y la suspensión de exportaciones decretada por el gobernador del estado de Texas.

El viernes 12 de febrero, la CFE dio parte al CENACE de la escasez de gas natural y el cese de generación eléctrica en algunas centrales por falta del insumo. En respuesta, el gestor de la red declaró alerta operativa y ordenó ejecutar cortes aleatorios, rotativos y programados de corta duración (no más de 30 minutos), con la finalidad de evitar el colapso del sistema, estabilizar la red eléctrica y minimizar los inconvenientes para los usuarios. Durante la mañana del lunes 15 de febrero la empresa pública comenzó a implementar los cortes de carga y quedaron sin luz 4,8 millones de usuarios en los estados del norte y noreste la república mexicana⁶⁸. Ese día por la noche y al día siguiente los apagones se extendieron a 23 estados del país.

Durante la crisis se estableció una estrecha coordinación entre el Cenace y la CFE para mantener la estabilidad del sistema y restablecer la continuidad siguiendo las órdenes del primero. La empresa pública utilizó sus reservas de gas natural para alimentar a las centrales estratégicas de soporte en Chihuahua y Nuevo León, al tiempo que puso a disposición del gestor de la red todas las plantas disponibles para remplazar a las que se vieron obligadas a parar. Ese ofrecimiento incluyó 11.328 MW de plantas de combustóleo, diésel, carbón y energías limpias.

La CFE aprovechó sus contactos comerciales para adquirir cuatro barcos de gas natural licuado para entrega inmediata en los puertos de Manzanillo y Altamira. Esa operación hizo posible inyectar 450 millones de pies cúbicos de gas natural que sirvieron para equilibrar la carga de generación en centrales críticas (1.800 MW) y mitigar la alerta en el Sistrangas. El Cenace solicitó a los usuarios de los estados de Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León, Sinaloa, Sonora y Tamaulipas su apoyo para reducir el consumo de la energía eléctrica. El miércoles 17 al medio día, 55 horas después de iniciada la emergencia, quedó restablecido el servicio al 100%. Fue un logro notable porque continuaban las condiciones meteorológicas adversas.

La escasez de gas natural afectó el suministro de electricidad debido a una condición estructural y una coyuntural: la producción nacional de gas permite cubrir únicamente el 30% de la demanda, el restante 70% es cubierto con importaciones⁶⁹. Ya considerando la oferta neta disponible para el mercado nacional —quitando lo que Pemex consume— resulta que las importaciones satisfacen alrededor del 90% del consumo de gas en el país. La participación de los Estados Unidos en el suministro externo se situó entre el 57% y el 95% en el período 2005-2018. No obstante, como resultado de la pandemia de coronavirus, ese país se posicionó prácticamente como proveedor único a partir de abril de 2020. La CFE consume más del 60% del total de gas natural que México compra a los Estados Unidos.

Desde que México abandonó la política de autosuficiencia hace tres décadas aceptó los riesgos implícitos de la dependencia del gas natural proveniente del extranjero. El bajo precio del gas estadounidense y su cercanía geográfica llevaron al Gobierno de México a tomar ventaja de la oportunidad que se presentaba. La dependencia creció sin límite hasta que un fenómeno meteorológico puso al descubierto la vulnerabilidad del país. Fue la segunda vez que decisiones unilaterales de autoridades estadounidenses se tradujeron en escasez de gas para México. La primera ocurrió en 2000 durante la crisis eléctrica en California.

⁶⁷ El fenómeno meteorológico, el congelamiento de infraestructuras y la falta de gas natural afectaron a centrales de generación eléctrica en Sinaloa, Sonora, Durango, Chihuahua, Coahuila y Nuevo León.

⁶⁸ Alrededor de 5 mil MW salieron de operación de los cuales el 65% pertenecían a productores privados de energía y el resto a la CFE.

⁶⁹ En 2020 la demanda de gas natural alcanzó 8.197 mmpcd, alrededor del 30% fue cubierto con la producción nacional y el 70% con importaciones. La quema y venteo fue de alrededor del 5% de la demanda (SENER, 2021).

Cuatro factores contribuyeron a resolver la crisis de suministro con rapidez y efectividad. En primer lugar, la disponibilidad de centrales térmicas alimentadas con combustóleo, carbón y diésel, que estaban en la reserva fría de la CFE, pero que fueron activadas en poco tiempo para aportar capacidad firme al sistema. En segundo lugar, la existencia de una empresa pública operando en todo el país, con recursos técnicos, humanos y financieros, pero también protocolos y experiencia en resolver situaciones críticas, además de su motivación por el interés nacional y no por la rentabilidad. En tercer lugar, el hecho de contar con una empresa pública en la industria petrolera (Pemex) que facilitó el suministro de combustibles. Y, en cuarto lugar, la intervención del gobierno federal al más alto nivel instruyendo a dependencias, organismos públicos y empresas (Secretaría de Energía, CENACE, CENAGAS, CFE y Pemex) para movilizar recursos y cooperar con el objetivo de resolver la crisis en el menor tiempo posible. Sin embargo, aunque se resolvió el problema del suministro perduran los efectos económicos. La crisis le costó a la CFE 65.000 millones de pesos tan solo en factura de gas.

No depender de las empresas privadas y tener alternativas de suministro es una de las lecciones que dejó a México la crisis de Texas. En opinión del primer mandatario, la mejor prueba de que no se debe dejar la rectoría del sector energético en manos privadas es que México resolvió rápidamente el problema en tanto que en Texas costó más trabajo y más tiempo, ya que en ese estado las empresas privadas tienen papel preponderante en la industria del gas natural.⁷⁰ Esta crisis deja como enseñanza la necesidad de mejorar la vigilancia del mercado. La revisión del caso mostrará, sin duda, que pese a las señales de que una situación crítica en el abasto de gas natural se aproximaba pasaron varios días antes de que se tomaran medidas de mitigación de riesgos económicos (Usla, 2021).

F. La revolución de la energía limpia y la justicia ambiental en los Estados Unidos⁷¹

La política energética de los Estados Unidos dio un vuelco con la llegada de Joe Biden a la Casa Blanca en enero de 2021. Al contrario del presidente anterior (Donald Trump), que favoreció resueltamente las industrias de los combustibles fósiles, el actual presidente impulsa la energía limpia y la transición energética mediante instrumentos legales, regulatorios, fiscales y presupuestarios para revertir las políticas contrarias al clima y al ambiente. Bajo el título de la “Revolución de la energía limpia y la justicia ambiental” el Presidente Biden ha procedido o tiene previsto implementar las medidas siguientes:

- Reintegrar a los Estados Unidos al Acuerdo de París, donde plasmó su compromiso de reducir entre el 26% y el 28% de sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) hacia 2025, considerando como línea base las emisiones observadas en 2005.
- Integrar completamente el cambio climático en la política exterior y estrategias de seguridad nacional, así como en el enfoque comercial de ese país.
- Convencer a los líderes de los principales países emisores de GEI de establecer compromisos nacionales más ambiciosos y no permitir que otras naciones socaven los acuerdos acogiendo a las empresas contaminantes. Aplicar aranceles a las importaciones de países que no asuman compromisos ambiciosos en materia de reducción de GEI, así como prohibir cualquier financiamiento estadounidense a proyectos de energía sucia llevados a cabo en otros países.

⁷⁰ Tema abordado recurrentemente por el mandatario en varias conferencias de prensa.

⁷¹ El plan Biden para la revolución de la energía limpia y justicia ambiental (<https://joebiden.com/climate-plan/>); el plan Biden para construir una infraestructura moderna y sostenible y un futuro de energía limpia y equitativa (<https://joebiden.com/clean-energy/>) y Nueve elementos clave del plan de Joe Biden para una revolución de energía limpia (<https://joebiden.com/9-key-elements-of-joe-bidens-plan-for-a-clean-energy-revolution/>).

- Conseguir la neutralidad de carbono del sector energético en 2035 y de la economía en su conjunto a más tardar en 2050, con base en estándares tecnológicos neutrales. Dichos estándares podrán incluir cualquier fuente de cero emisiones como energía hidroeléctrica, geotérmica, nuclear y captura y almacenamiento de carbono.
- Realizar una inversión de dos billones de dólares en la modernización de la infraestructura, la industria automotriz, el transporte público, la industria eléctrica, los edificios, la vivienda, la innovación, la agricultura y la conservación,
- Descarbonizar la generación de energía eléctrica a más tardar en 2035 y obligar a las empresas eléctricas a revelar los riesgos financieros relacionados con el clima y las emisiones de gases de efecto invernadero en sus operaciones y cadenas de suministro.
- Eliminar los subsidios al sector petrolero. Suspender la entrega de nuevas concesiones petroleras en aguas y tierras federales, pero respetar las existentes. Cancelar la autorización al oleoducto Keystone XL que traería petróleo de Alberta a Nebraska. Establecer regulaciones más estrictas para reducir las emisiones fugitivas de metano. Modificar regalías para tener en cuenta los costos climáticos de los combustibles fósiles. Taponar pozos de petróleo y gas, así como restaurar y recuperar minas abandonadas de carbón, roca dura y uranio.
- Prohibir cualquier actividad petrolera en el Refugio Nacional de Vida Silvestre del Ártico y otras áreas sensibles que Donald Trump puso a disposición de las petroleras. Proteger el 30% de las aguas y tierras hacia 2030. Crear parques y monumentos nacionales que reflejen el patrimonio natural del país.
- Desplegar más de 500.000 nuevos puntos de carga para vehículos eléctricos para fines de 2030. Crear en los Estados Unidos el parque automotor eléctrico que reemplazará al basado en combustibles fósiles. Mientras tanto, establecer rigurosos estándares de consumo de combustible para garantizar que todos los nuevos vehículos ligeros y medianos emitan cero emisiones y los vehículos pesados cada vez menos.
- Impulsar el transporte eléctrico masivo. Dotar al país del sistema ferroviario más limpio, seguro y rápido del mundo.
- Invertir 400.000 mdd durante 10 años en energía limpia e innovación. Establecer una nueva agencia de investigación centrada en acelerar las tecnologías climáticas. Impulsar la drástica reducción de costo de las energías y tecnologías limpias, incluido el almacenamiento, los materiales de construcción, el hidrógeno renovable, energía nuclear avanzada, aerogeneradores marinos, biocombustibles, bioproductos, computación cuántica y vehículos eléctricos, todo ello asegurando que esas nuevas tecnologías se fabriquen en los Estados Unidos.
- Acelerar el despliegue de tecnologías limpias en toda la economía. Reducir en 50% la huella de carbono de los edificios hacia 2035. Mejorar 4 millones de edificios y climatizar 2 millones de hogares en cuatro años. Impulsar la construcción de 1,5 millones de viviendas y unidades habitacionales sostenibles.
- Alentar la generación de energía limpia en sitio, la elevación de la eficiencia y el reemplazo de combustibles por electricidad en industrias, comercios, servicios y hogares. Elevar la producción de biocombustibles y garantizar que la agricultura sea el primer sector en lograr emisiones netas cero.
- Hacer de la justicia ambiental una prioridad de todas las agencias federales, porque las comunidades de menores ingresos son las más afectadas por la inacción de las autoridades y los impactos ambientales y climáticos sobre la salud, la economía y la calidad de vida.

- Poner fin al abuso de poder de las empresas contaminantes que sin preocuparse de las consecuencias de sus operaciones afectan la salud y la seguridad tanto de sus trabajadores como de las comunidades circundantes. Hacer que las empresas contaminantes paguen el costo total de sus emisiones y responsabilizar personalmente a los ejecutivos por la contaminación.
- Garantizar que los fondos federales destinados a la construcción o reconstrucción de infraestructura contemplen prevenir, reducir y resistir los impactos de la crisis climática. Apoyar a las comunidades y a los trabajadores afectados por la transición energética que reemplazará combustibles fósiles por energías alternativas.

El propósito es convertir la amenaza climática en una oportunidad para revitalizar el sector energético, crear nuevas industrias, impulsar el crecimiento de toda la economía, crear empleos de calidad y fortalecer a la clase media. Redirigiendo el esfuerzo será posible convertir a los Estados Unidos en la superpotencia de la energía limpia y en líder mundial frente a la emergencia climática.

Mención aparte merece el objetivo de fortalecer la colaboración y la ambición en las Américas. Como los efectos del cambio climático ya están socavando la seguridad y la prosperidad en el hemisferio⁷², además de impulsar una mayor migración, el mandatario estadounidense considera que la emergencia climática presenta una enorme oportunidad para que la región transite del desarrollo sucio al desarrollo limpio basado en las tecnologías del futuro. El ahora mandatario estima que las inversiones en energía limpia e infraestructura resiliente y sostenible podrían impulsar un auge de innovación que ayudaría a conseguir un hemisferio seguro, de clase media y democrático desde el Canadá hasta Chile.

El Presidente de los Estados Unidos se propone trabajar con países latinoamericanos para desarrollar una estrategia integral que responda a los desafíos de la transición energética, la seguridad energética y la emergencia climática. Dicha estrategia incluirá un marco para limitar las emisiones de GEI relacionadas con el uso de la tierra, los bosques y la agricultura; nuevos estándares comunes para ecologizar la industria, la minería y el turismo; grandes inversiones en tecnologías de energía limpia; una red energética más integrada desde México hasta Colombia a través de Centroamérica abastecida por energías cada vez más limpias, así como un enfoque especial en el Caribe y los países del norte de Centroamérica para promover transiciones hacia energías limpias, así como la adaptación y resiliencia al cambio climático.

Prohibir el *fracking* no está dentro de los actuales planes porque se considera que el gas es un puente entre los combustibles fósiles y las fuentes renovables de energía (Blackmon, 2021). De igual forma, se considera que se mantendrá la relevancia de la industria del gas natural y sus gasoductos durante décadas. De ahí se concluye que la industria estadounidense del gas natural se mantendrá sin grandes cambios a largo plazo, lo que garantiza abundancia y precios bajos, panorama que podría empezar a cambiar en la medida en que las exportaciones de gas natural licuado hacia otras regiones aumenten en forma significativa. Es una buena noticia para México si decide mantener la política de importación masiva de gas estadounidense.

⁷² El Banco Interamericano de Desarrollo estima que los daños proyectados a la región por sequías, inundaciones, aumento del nivel del mar y otros impactos climáticos asociados con un aumento en la temperatura global de 2° Celsius costarán aproximadamente 100.000 mdd por año para 2050 (<https://joebiden.com/climate-plan/>).

III. La nueva política de gas natural

La política de autosuficiencia, seguridad y soberanía energéticas de la actual administración en México es el tema central de este capítulo. Esa política, que dio comienzo el 1 de diciembre de 2018, se gestó a lo largo de tres campañas electorales en las que participó el ahora presidente de la república. Por una parte, es una política reactiva frente a las ideas y resultados de las políticas de mercado que dominaron la economía mexicana durante seis sexenios (1982-2018). Por otra parte, es una política que abreva de las ideas y medidas tomadas por los presidentes Lázaro Cárdenas y Adolfo López Mateos (López Obrador, 2020). El primero expropió la industria petrolera en 1938 y el segundo nacionalizó la industria eléctrica en 1960⁷³. Antes de entrar en materia conviene situar el contexto de la política energética en un primer apartado.

A. Crítica al neoliberalismo

Desde hace ya prácticamente tres años se expresan críticas al período neoliberal en discursos y documentos oficiales. Esa reprobación desde el poder sirve de base para proponer soluciones a problemas en las diferentes esferas de la vida nacional. En la presentación del Plan Nacional de Desarrollo (PND) (Gobierno de México, 2019), así como en la Carta del Presidente que sirve de introducción al Anexo XVIII del PND (López Obrador, 2019), se asienta que el neoliberalismo se caracterizó por la reducción del Estado; el desmantelamiento de la presencia del sector público en la economía; la apertura comercial indiscriminada; la desregulación económica generalizada; la reducción del sector social; la supresión o reducción de derechos y conquistas laborales; la eliminación de los subsidios generales y su reemplazo por sistemas clientelares focalizados en los sectores más depauperados; el parcelamiento de las facultades gubernamentales en comisiones y organismos autónomos, así como la

⁷³ Antes de plasmarse en el Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía, ambos en el período 2019-2024, el planteamiento de una política energética distinta a la acuñada por el neoliberalismo fue presentada en varios documentos y discursos, de los que el más acabado es el Proyecto de Nación 2018-2024, y los pronunciamientos del 2 de julio y el 1 de diciembre de 2018, el día de la elección presidencial y el día de la toma de posesión, respectivamente.

abdicación de potestades del gobierno en instancias internacionales en el marco de la inserción del país en la economía global.

En los dos documentos referidos se señala que el ciclo neoliberal no logró superar la crisis de desarrollo, al contrario, la habría perpetuado y profundizado. Son testigos los índices de crecimiento económico, endeudamiento externo, pérdida del poder adquisitivo de la moneda y del salario, así como aumento de la desigualdad, pobreza y marginación. Durante ese período se acentuaron y generalizaron aspectos políticos y sociales inaceptables como la corrupción, el carácter antidemocrático de las instituciones, así como desigualdad entre segmentos de la población, entre regiones del país, entre el campo y la ciudad. La aplicación de los preceptos del Consenso de Washington en el país incrementó las dificultades y los obstáculos para la convivencia. La incapacidad de generar crecimiento económico sostenido, equilibrado y equitativo le impidió al Estado garantizar los derechos económicos y sociales de la población, destruyendo una parte fundamental del pacto social construido por los gobiernos posteriores a la revolución de 1910⁷⁴.

Durante más de tres décadas la élite neoliberal se empeñó en reducir el Estado a un aparato administrativo al servicio de las grandes corporaciones y en un instrumento coercitivo en contra de las mayorías. La idea neoliberal de que las instituciones públicas debían renunciar a su papel como rectoras e impulsoras del desarrollo, a la justicia y el bienestar, y que bastaba la mano invisible del mercado para corregir distorsiones, desequilibrios e injusticias, fue aberrante, insensata y costosa (López Obrador, 2019). La narrativa oficial concluye con la necesidad de construir un nuevo pacto social capaz de contener y remontar el desarreglo al que fue conducido el país. La sociedad mexicana necesita objetivos nacionales distintos que los instaurados por el neoliberalismo, una nueva ruta para alcanzarlos y un nuevo conjunto de reglas explícitas e implícitas de convivencia. Por esta razón el diseño del PND está enfocado en tomar distancia del neoliberalismo y establecer un nuevo concepto de desarrollo.

B. El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024

El plan establece una serie de principios rectores que motivan y orientan la actuación del gobierno federal (Gobierno de México, 2019)⁷⁵. Uno de ellos señala que el Estado recuperará su fortaleza como garante de la soberanía, la estabilidad y el estado de derecho, como árbitro de los conflictos, como generador de políticas públicas coherentes y como articulador de los propósitos nacionales (López Obrador, 2019). Atendiendo a ese nuevo enfoque, el PND establece que la política pública deberá seguir los lineamientos siguientes (Gobierno de México 2019):

- Incorporar una valoración con respecto a la participación justa y equitativa de los beneficios derivados del aprovechamiento sostenible de los recursos naturales.
- Contemplar la vulnerabilidad ante el cambio climático, el fortalecimiento de la resiliencia y las capacidades de adaptación y mitigación, especialmente si impacta a las poblaciones o regiones más vulnerables.
- Favorecer el uso de tecnologías bajas en carbono y fuentes de generación de energía renovable, la reducción de la emisión de contaminantes a la atmósfera, suelo y agua, así como la conservación y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales.

⁷⁴ De acuerdo con el mandatario, las facciones que ejercieron el poder entre 1982 y 2018 fueron incapaces de instaurar una nueva constitución por lo que tuvieron que recurrir a reformas que adulteraron el espíritu de la Constitución de 1917 sin lograr suprimir la totalidad de su carácter social. En estas circunstancias, los gobiernos neoliberales recurrieron a una simulación generalizada como sustituto al cumplimiento efectivo de la ley, al mismo tiempo que el lenguaje oficial se hizo tecnocrático, oscuro y mentiroso para ocultar la corrupción, el saqueo y la apropiación indebida de bienes públicos (López Obrador, 2019).

⁷⁵ El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (PND) fue aprobado por el Congreso el 30 de abril de 2019.

- Valorar si un mejor ordenamiento territorial podría potenciar los beneficios de la infraestructura, los bienes y los servicios públicos.

En el capítulo social del PND se indica el compromiso de impulsar el desarrollo sostenible, que conlleva insoslayables mandatos éticos, sociales, ambientales y económicos que deben ser aplicados en el presente para garantizar un futuro habitable y armónico. También se establece el compromiso de que en todas las circunstancias el ejecutivo federal considerará los impactos que tendrán sus políticas y programas en el tejido social, en la ecología y en los horizontes políticos y económicos del país. El desarrollo que se busca apuesta por la sostenibilidad económica, social y medioambiental de los proyectos, por el impulso de tecnologías limpias y por el uso de energías renovables, lo que permitirá un desarrollo económico sostenible y duradero para las generaciones presentes y futuras.

En el capítulo económico del PND se establece que no se recurrirá al endeudamiento para financiar los gastos del Estado, que no se gastará más dinero del que ingrese a la hacienda pública; que no habrá incrementos de impuestos en términos reales ni aumentos a los precios de los combustibles y las tarifas eléctricas por encima de la inflación; que se respetarán los contratos suscritos por administraciones anteriores, salvo que se comprobara que fueron obtenidos mediante prácticas corruptas. Asimismo, se señala que un propósito de importancia estratégica para la presente administración es el rescate de Pemex y la CFE, para que operen nuevamente como palancas del desarrollo nacional.

Se dará prioridad a rehabilitar el parque de refinerías, construir una nueva, rehabilitar las plantas de producción de fertilizantes y modernizar las centrales eléctricas, sobre todo las hidroeléctricas. Ambas empresas recibirán recursos adicionales para modernizar su infraestructura, al tiempo que se revisarán sus cargas fiscales. Otro propósito de singular importancia será establecer el dialogo para superar los conflictos sociales generados por las instalaciones de Pemex y la CFE en pueblos y comunidades, así como las inconformidades por las tarifas de electricidad. Un tercer propósito es impulsar el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes renovables que hará surgir un sector social en ese ramo y alentará la reindustrialización del país.

El objetivo 3.5 del PND indica que, frente al estado calamitoso del sector energético luego de tres décadas de neoliberalismo, sobre todo después de la reforma energética (véase el recuadro 1), el gobierno de la república se plantea establecer una política energética, soberana, sostenible, baja en emisiones y eficiente para:

- Satisfacer la demanda de energía a precios accesibles.
- Garantizar la accesibilidad, la calidad, la soberanía y la seguridad energéticas, así como los derechos de los pueblos indígenas y otros grupos sociales asentados en las áreas en donde se llevan a cabo los proyectos energéticos.
- Erradicar la vulnerabilidad, pobreza y marginación energética, mediante la promoción de proyectos comunitarios de generación de energía renovable.
- Reducir la contribución de México al cambio climático y el calentamiento global mediante la transición a energías renovables.

Recuadro 1**Diagnóstico energético en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (PND)**

En el Plan se exponen una serie de reflexiones en materia de energía que hacen las veces de diagnóstico. Se señala que la reforma energética impuesta por la pasada administración (la de Enrique Peña Nieto) “causó un daño gravísimo a Petróleos Mexicanos y a la Comisión Federal de Electricidad, empresas del Estado que ya venían sufriendo el embate de los designios privatizadores” (pág. 50). En los últimos años el sector energético se ha contraído, lo que ha propiciado un bajo crecimiento económico y una mayor dependencia de las importaciones. La caída de la producción de petróleo crudo ha sido imparable. Entre 2008 y 2018 pasó de 3,4 a 1,8 millones de barriles diarios.

México dejó de ser exportador para convertirse en importador de petróleo. La producción de hidrocarburos obtenida por las compañías privadas que entraron con la reforma ha sido insignificante pese a las ventajósimas condiciones que recibieron en sus contratos. De igual modo, las refinerías se encuentran en un lamentable estado de abandono y saqueo. El sistema nacional de refinación ha venido a menos. En 2018 operó al 41% de su capacidad. Como resultado, el 78% de la demanda de gasolinas tuvo que cubrirse con importaciones. La producción de gas natural y petroquímicos se ha reducido de forma sostenida.

El gas es cada vez más escaso en zonas alejadas de los puntos de importación. Las centrales hidroeléctricas generan con maquinaria obsoleta y por debajo de su capacidad. Casi dos millones de mexicanos no tienen acceso a la electricidad. El rezago en energías limpias es notable. No se han reconocido de manera suficiente los derechos de las comunidades, pueblos y grupos sociales asentados en las áreas en donde se llevan a cabo proyectos de energía. La explicación a esos resultados se encuentra en la reducción de la inversión pública, la declinación natural de los yacimientos, la caída del precio del petróleo, la corrupción, las restricciones financieras y operativas en Pemex y CFE, así como la desigualdad en la garantía de los derechos de los ciudadanos.

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Gobierno de México, *Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024*, Diario Oficial de la Federación [en línea] https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5565599&fecha=12/07/2019.

Para alcanzar ese objetivo —establecer una política energética soberana, sostenible, baja en emisiones y eficiente— en el PND se proponen las estrategias siguientes:

- Fortalecer a las empresas productivas del Estado, para consolidarlas como los pilares de la seguridad y soberanía energética.
- Potenciar la producción nacional de energía de manera sostenible, promoviendo su generación con fuentes renovables.
- Incrementar la producción e inversión bajo principios de eficiencia, seguridad industrial y promoción del contenido nacional.
- Garantizar un entorno de previsibilidad y certidumbre regulatoria con base en reglas y criterios consistentes, transparentes y de fácil acceso para los actores regulados de la industria energética.
- Orientar el uso de los hidrocarburos para elaborar productos con mayor valor agregado.
- Promover el uso de técnicas de eficiencia energética.
- Formar y fortalecer el capital humano y científico de alto nivel bajo principios éticos, científicos y humanistas.
- Fomentar la generación de energía con fuentes renovables y tecnologías sostenibles, promoviendo la participación comunitaria y su aprovechamiento local.
- Identificar los riesgos de corrupción e ineficacia para prevenirlos y combatirlos en todos los procesos del sector energético.

El PND refrenda el compromiso de respaldar la implementación de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y el Acuerdo de París, lo que conlleva cuantiosas tareas para el sector energético y el gas natural⁷⁶.

C. Programa Sectorial de Energía 2019-2024

El Plan Nacional de Desarrollo tiene en el Programa Sectorial de Energía (ProSENER) su expresión programática (SENER, 2020c). El ProSENER integra objetivos, estrategias y acciones que la Secretaría de Energía diseña y pone en marcha, con apego al marco jurídico vigente, en coordinación con las empresas productivas del Estado, los órganos administrativos desconcentrados, las entidades paraestatales y los órganos reguladores coordinados. Los objetivos prioritarios del ProSENER 2019-2024 son alcanzar y mantener la autosuficiencia energética sostenible; fortalecer a las empresas productivas del Estado como garantes de la seguridad y soberanía energética e impulsores del desarrollo; organizar las capacidades científicas, tecnológicas e industriales para la transición energética; elevar el nivel de eficiencia y sustentabilidad en la producción y consumo de energía; asegurar el acceso universal a energía moderna; fortalecer al sector energético nacional para que impulse el desarrollo, como potencia capaz de satisfacer sus necesidades básicas con sus recursos.

El ProSENER incorpora dos objetivos que no están incluidos en el Plan Nacional de Desarrollo. El primero es la autosuficiencia energética sostenible a lo largo del siglo XXI, lo que significa autarquía, de preferencia, con fuentes de energía de bajas emisiones de GEI en una perspectiva de largo plazo. El segundo es garantizar la rectoría del Estado mediante el fortalecimiento de Pemex y la CFE. De igual modo, el programa califica la transición energética como soberana, sostenible y ordenada, esto último significa optimizar el aprovechamiento de todos los recursos de la nación, especialmente el uso de tecnologías limpias y energías renovables.

D. Nuevos lineamientos de política energética

El 22 de julio de 2020 quedaron plasmados en un memorándum presidencial los nuevos lineamientos de política energética que destacan la urgencia de profundizar las transformaciones en curso para rescatar a Pemex y a la CFE, por ser empresas indispensables para un desarrollo soberano e independiente. De igual forma, se planteó retomar las políticas que en su tiempo aplicaron los presidentes Lázaro Cárdenas y Adolfo López Mateos⁷⁷, adaptándolas a las realidades de nuestro tiempo.

En dicho memorándum se señaló que el objetivo superior del gobierno consistía en recuperar el pleno dominio público del petróleo y la industria eléctrica, que en lo específico significaba detener la privatización y frenar las medidas que beneficiaban a intereses

⁷⁶ En el Acuerdo de París México se comprometió a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 22% y sus emisiones de carbono negro (hollín) en un 51% con respecto a la tendencia de crecimiento de emisiones a 2030 (metas no condicionadas). También se comprometió a reducir un 36% y un 70% de dichas emisiones, respectivamente, siempre y cuando haya un precio internacional del carbono, cooperación y financiamiento internacionales y apoyos similares que faciliten el incremento señalado (metas condicionadas). El compromiso de reducir en 22% las emisiones de carbono para 2030 no será tarea fácil. México emitía 665 millones de toneladas anuales en 2013 y llegaría a 973 millones en 2030 bajo el escenario tendencial. La meta de reducción de GEI implica emitir no más de 762 millones de toneladas anuales de CO₂ equivalente en 2030. La Ley General de Cambio Climático (2012) establece llegar a un máximo de emisiones en 2026 para luego reducirlas de manera sostenida. También establece desacoplar las emisiones de gases de efecto invernadero del crecimiento económico (la intensidad de emisiones por unidad de producto interno bruto deberá reducirse alrededor del 40% entre 2013 y 2030) y generar el 35% de la electricidad con energía limpia en 2024.

⁷⁷ Presidentes constitucionales en los periodos 1934-1940 y 1958-1964. El primero nacionalizó la industria petrolera y el segundo la industria eléctrica.

particulares. Se advirtió que el rescate y fortalecimiento de Pemex y la CFE continuaría hasta donde lo permitiera el marco jurídico, pero si resultara un obstáculo insuperable se propondrían iniciativas legislativas, sin excluir cambios constitucionales. Asimismo, se añadió que en el marco de la nueva política energética el gobierno impulsaría 17 acciones estratégicas:

- i) Mantener la política en caso de no aumentar en términos reales el precio de la gasolina, el diésel, el gas LP y la electricidad.
- ii) Alcanzar la autosuficiencia energética para fortalecer la soberanía nacional.
- iii) Extraer solo el petróleo necesario para alimentar las refinerías del Estado, dejar de importar gasolina y diésel, así como dejar de exportar petróleo crudo.
- iv) Elevar la plataforma de producción de petróleo para alcanzar 2,2 millones de barriles diarios en 2024⁷⁸.
- v) Continuar con la rehabilitación de las seis refinerías de Pemex y la construcción de una nueva en el puerto de Dos Bocas, Tabasco.
- vi) Construir un nuevo tren de refinación en el complejo petroquímico de Cangrejera si los estudios de viabilidad resultaban positivos.
- vii) Priorizar lo más rentable en la industria eléctrica; reconstruir y construir nuevas centrales para satisfacer la demanda, dando prioridad a regiones que fueron desatendidas en pasadas administraciones (el sureste y las penínsulas de Yucatán y Baja California).
- viii) Rehabilitar y aumentar la potencia de las centrales hidroeléctricas por sus grandes ventajas económicas y ambientales.
- ix) Reconocer y respetar los contratos suscritos por pasadas administraciones, siempre y cuando no implicaran fraudes en contra de las empresas públicas y la nación aunque ya no se volvería a convocar a nuevas rondas o subastas. El potencial petrolero solo podría ser explotado por Pemex, salvo en las áreas comprendidas por los contratos ya otorgados. La generación privada de electricidad no podría superar el 46% del consumo nacional. En petroquímica el capital privado podría ser mayoritario siempre y cuando no se comprometieran los insumos de Pemex, el otorgamiento de subsidios o compromisos de crédito de la banca de desarrollo.
- x) Proceder de manera inmediata a la presentación de denuncias penales antes la autoridad competente en caso de existir pruebas de influyentísimo y corrupción.
- xi) Suprimir el otorgamiento de subsidios de cualquier índole a empresas privadas.
- xii) Alimentar el sistema eléctrico nacional en el orden siguiente: hidroeléctricas, generación de la CFE, eólicas y solares de particulares y, al final, la energía de ciclo combinado de empresas particulares.
- xiii) Diseñar y aplicar un plan para utilizar y vender el gas natural adquirido en demasía por el gobierno anterior⁷⁹. Ese plan estará a cargo de la CFE y se necesita para evitar multas y pagos exagerados por ese mal negocio público realizado en el período neoliberal.

⁷⁸ Se prevén aumentos anuales de 100.000 barriles diarios a partir de una producción de 1,8 mmbd en 2020.

⁷⁹ Se trata de exceso de capacidad de transporte que es necesario aprovechar porque de cualquier forma se debe pagar por ese servicio prestado por las compañías privadas de gasoductos.

- xiv) Detener el otorgamiento de permisos o concesiones a particulares en el sector energético por sobreoferta de petróleo y electricidad en el mediano y largo plazo.
- xv) Apoyar a Pemex y a la CFE en la producción y distribución de energéticos en el país para evitar que siguieran perdiendo participación en el mercado, se debilitaran financieramente y se incumpliera el compromiso en caso de no aumentar, en términos reales, el precio de las gasolinas, el diésel, el gas y la electricidad.
- xvi) Mantener abierta la posibilidad de asociarse con inversionistas privados en la extracción, refinación y generación de electricidad, siempre y cuando fueran acciones complementarias que no afecten el interés nacional. En otras palabras, la participación privada sería puntual.
- xvii) Abandonar la idea de que Pemex y la CFE eran del gobierno, porque en realidad eran propiedad de la nación y ninguna administración tenía derecho para disponer de sus bienes y activos a su antojo y menos para privatizarlos, al contrario, había que defenderlos y cuidarlos, al mismo tiempo que se desterraba la corrupción, el influyentismo y la impunidad, y se hacía más eficiente la operación y administración de sus planes, programas y proyectos.

El primer mandatario concluyó señalando que la nueva política energética tenía dos fundamentos básicos: primero el interés del pueblo y de la nación y, segundo, el voto popular que eligió a su gobierno.

E. Reformas a las leyes de electricidad e hidrocarburos

Habiendo llegado a la conclusión de que ya no era posible continuar con los planes gubernamentales en materia de petróleo y electricidad por lo limitado de los instrumentos jurídicos a su disposición, el presidente envió al congreso iniciativas de reforma legislativas durante el primer semestre de 2021.

1. Reforma a la Ley de la Industria Eléctrica

La iniciativa de reforma a la Ley de la Industria Eléctrica fue rápidamente aprobada en ambas cámaras y el decreto de reforma se promulgó el 9 de marzo de 2021, con entrada en vigor al día siguiente⁸⁰. La reforma consiste en:

- Introducir los contratos de cobertura eléctrica con compromiso de entrega física⁸¹.
- Realizar el despacho según el criterio de mínimo costo unitario total dejándose de usar el criterio de mínimo costo variable.
- Dar prioridad en el despacho a los contratos de cobertura eléctrica con compromiso de entrega física, a las centrales eléctricas legadas⁸² y a las centrales externas legadas con compromiso de entrega física⁸³.
- Brindar acceso abierto a la red eléctrica cuando sea técnicamente factible.

⁸⁰ Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica, DOF, 9 de marzo de 2021.

⁸¹ La finalidad de esos contratos es que CFE Suministro Básico disponga físicamente de energía, capacidad eléctrica y servicios auxiliares, para garantizar el servicio de electricidad en condiciones económicas y alta confiabilidad. El contrato será celebrado con un generador privado o público (CFE generación). Las centrales eléctricas que formen parte del contrato le presentarán al CENACE ofertas de programa fijo y tendrán prioridad en el despacho. Solo CFE Suministro Básico podrá celebrar este tipo de contratos.

⁸² Centrales de la CFE existentes antes de la reforma de 2013.

⁸³ Centrales de productores externos contratados por la CFE al amparo de la ley anterior (LSPEE).

- Otorgar los permisos de generación y comercialización de manera condicionada a los criterios de planeación del sistema eléctrico nacional establecidos por la Secretaría de Energía. La CRE es la encargada de resolver sobre el otorgamiento, modificación, revocación, cesión, prórroga o terminación.
- Eliminar la obligación de los suministradores de servicios básicos (CFE) de celebrar contratos de cobertura eléctrica exclusivamente por medio de subastas realizadas por el Cenace⁸⁴.
- Facultar al Cenace para mantener la seguridad de despacho, confiabilidad, calidad, y continuidad del sistema eléctrico nacional;
- Establecer que el otorgamiento de los certificados de energías limpias a las centrales eléctricas no dependerá ni de la propiedad, ni de la fecha de inicio de operación comercial de las mismas⁸⁵.
- Revocar los permisos de autoabastecimiento otorgados en fraude a la ley o que hayan incumplido la normatividad correspondiente.
- Revisar los contratos suscritos con productores independientes a fin de garantizar su legalidad y el cumplimiento del requisito de rentabilidad para el gobierno federal. En su caso, serán renegociados o terminados en forma anticipada.

Esos cambios no se han aplicado. Hasta mayo de 2021 la reforma acumulaba más de una centena de amparos concedidos a empresas y organizaciones por dos jueces federales, además de una controversia constitucional aceptada para su análisis por la SCJN a petición de la COFECE. Los argumentos más recurridos por los demandantes es que se trata de una reforma inconstitucional, que va en contra de la libre competencia, el derecho a la salud y al aire limpio por desalentar el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía, además de que encarecería la electricidad.

La reforma eléctrica no podrá aplicarse hasta que se revoquen las suspensiones provisionales o definitivas acordadas por los jueces de primera instancia o se resuelvan en sentido negativo en los juicios de amparo, lo que ya ha venido ocurriendo, pues en julio de 2021 dos tribunales colegiados comenzaron a revocar las suspensiones otorgadas. Ante el alud de controversias legales, el presidente anunció una reforma constitucional para establecer que la CFE genere el 54% de la electricidad en el país.

¿Cuál sería el impacto de la reforma eléctrica en la industria y el mercado de gas natural si se logran eliminar todos los obstáculos legales en su aplicación? De acuerdo con el Ingeniero José Luis Apodaca⁸⁶, especialista en sector eléctrico, el primer logro positivo para la CFE sería incrementar la utilización de las centrales de ciclo combinado propias y las que tiene contratadas con productores independientes, logrando unos 40 TWh adicionales por año, actualmente desplazados por la generación privada, fósil y renovable. Quizá la CFE podría recuperar otros 20 TWh con plantas de vapor duales operadas con gas natural, energético que desplaza por costo al combustóleo y al carbón. Ese mayor consumo de gas tendría una ventaja ambiental considerable porque entonces las centrales de combustóleo

⁸⁴ Aparentemente las subastas permitían obtener electricidad barata, aun cuando esas compras implicaban para la CFE costos de porteo, respaldo y servicios auxiliares que no asumían los generadores privados. La iniciativa propone que las subastas sean una opción, pero no una obligación. La CFE podrá abastecerse mediante la opción que le resulte más económica considerando la totalidad de sus costos.

⁸⁵ Todas las centrales que aprovechen energía limpia tendrían derecho al otorgamiento de CEL, incluyendo las centrales de la CFE en operación antes de la reforma energética. La idea de la reforma es que lo que realmente importa es premiar a las centrales que generan con fuentes renovables o tecnologías limpias, por su contribución a la lucha contra el cambio climático y el calentamiento global, independientemente de si son públicas o privadas y de su fecha de entrada en operación.

⁸⁶ Comunicación personal, 18 de julio de 2021.

y carbón bajarían su ritmo de operación y solo se utilizarían como respaldo de último recurso. La CFE también tendría la ventaja de un mayor ingreso por ventas y mayor participación en la generación total del país, en línea con los objetivos de seguridad y soberanía energética de la presente administración.

2. Reforma a la Ley de hidrocarburos

Hacia finales de marzo de 2021 el presidente envió una iniciativa al congreso para reformar la ley de hidrocarburos con la finalidad de combatir el contrabando, acabar con el robo en el expendio de combustible, optimizar el almacenamiento y gestionar los permisos en función de los imperativos de la seguridad energética y la seguridad nacional. La iniciativa fue aprobada y el decreto de promulgación fue publicado el 4 de mayo de 2021 (Gobierno de México, 2021). La reforma consiste esencialmente en:

- Sujetar la entrega de permisos a que el sujeto interesado demuestre que cuenta con la capacidad de almacenamiento que determine la Secretaría de Energía conforme a las disposiciones jurídicas aplicables⁸⁷.
- Revocar los permisos cuando los permisionarios hayan reincidido en el incumplimiento de las disposiciones aplicables a la cantidad, calidad y medición de hidrocarburos y petrolíferos, pero también cuando hayan modificado las condiciones técnicas de sistemas, ductos, instalaciones o equipos sin la autorización correspondiente.
- Suspender los permisos cuando se prevea un peligro inminente para la seguridad nacional, la seguridad energética o la economía nacional. La autoridad se hará cargo de la administración y las operaciones del permisionario mientras dure la suspensión.
- Revocar los permisos que a la fecha de entrada en vigor del decreto incumplan con los requisitos correspondientes, de almacenamiento en particular, o infrinjan las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos.

Al igual que en el caso de la reforma a la Ley de la Industria Eléctrica, la implementación de la reforma a la Ley de Hidrocarburos está condicionada a que se resuelvan los recursos legales interpuestos por algunas empresas del ramo, que han obtenido una decena de suspensiones. Aunque la reforma está orientada a resolver la problemática particular del mercado de petrolíferos, las modificaciones legales se aplican a todos los permisos previstos en la Ley de Hidrocarburos incluyendo los correspondientes al gas natural. Si la reforma logra superar la barrera de los tribunales las consecuencias sobre la industria del gas natural son inciertas porque dependerán de los criterios de aplicación definidos por la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía sobre todo en lo que toca a la interpretación de “peligro inminente para la seguridad nacional, la seguridad energética o para la economía nacional”.

3. Reforma constitucional en materia de electricidad

Ante el bloqueo de la reforma eléctrica en los tribunales, el ejecutivo federal envió al congreso una iniciativa para reformar los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución en materia de electricidad. En su iniciativa el presidente solicita reafirmar que el sector público tendrá a su cargo de manera exclusiva las áreas estratégicas, establecer que ejercerá esa responsabilidad por medio de organismos del Estado y organismos descentralizados y elevar a rango constitucional la responsabilidad del Estado de preservar la seguridad y autosuficiencia

⁸⁷ Las actividades que requieren de permiso de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos son las siguientes: tratamiento y refinación de petróleo; procesamiento de gas natural, exportación e importación de hidrocarburos y petrolíferos; transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos. Por hidrocarburos se entiende petróleo crudo, gas natural, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano.

energéticas (no solo electricidad), y el abastecimiento continuo de energía eléctrica a toda la población, como condición indispensable para garantizar la seguridad nacional y el derecho humano a la vida digna.

Por lo que toca al artículo 27, el primer mandatario le pide al Congreso:

- Incorporar el litio y otros materiales considerados estratégicos para la transición energética a las áreas estratégicas a cargo del Estado, por lo que no serán objeto de concesión.
- Establecer que corresponde exclusivamente a la nación el área estratégica de la electricidad y disponer que esa área consiste en producir, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica.
- Establecer, nuevamente, que la nación aprovechará los bienes y recursos naturales para crear, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica.
- Instituir que el Estado queda a cargo de la transición energética y utilizará de manera sostenible todas las fuentes de energía de las que dispone la nación, con el fin de reducir las emisiones de gases y componentes de efecto invernadero para los que establecerá las políticas científicas, tecnológicas e industriales necesarias para esta transición, impulsadas por el financiamiento y la demanda nacional como palancas de desarrollo.
- Precisar que la nación llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a organismos del Estado o por medio de contratos con estos o con particulares.

La reforma al artículo 28 consiste en lo siguiente:

- Incorporar el litio, otros minerales estratégicos y la electricidad a las áreas estratégicas reservadas para el Estado, además de reafirmar que las funciones que el Estado ejerce de manera exclusiva en dichas áreas no constituyen monopolios.
- Establecer que las industrias requeridas para la transición energética son áreas prioritarias para el desarrollo nacional y que en esas industrias el Estado ejercerá su rectoría protegiendo la seguridad y la soberanía de la nación.
- Instituir que la CFE será un organismo del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propios, responsable de la electricidad y del sistema eléctrico nacional incluyendo su planeación y control, así como autonomía en el ejercicio de sus funciones y en su administración, y que estará a cargo de la ejecución de la transición energética en materia de electricidad y las actividades necesarias para dicha transición.
- Determinar que la CFE generará al menos el 54% de la energía eléctrica que requiere el país y el sector privado participará con máximo el 46%, así como establecer que el abastecimiento de energía eléctrica es un servicio público prestado exclusivamente por la CFE y permitir que la CFE adquiera energía eléctrica del sector privado.

En los artículos transitorios el presidente de la república propone:

- Cancelar los permisos de generación eléctrica y los contratos de compraventa de electricidad con el sector privado, así como las solicitudes pendientes de resolución; segundo, convertir a la CFE en el organismo del Estado responsable del área estratégica de la electricidad.
- Suprimir la disgregación de la CFE en empresas subsidiarias y filiales, legalmente separadas unas de otras, para crear un organismo del Estado, integrado vertical y horizontalmente; conservar a CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos como

una empresa subsidiaria, de igual forma, conservar a CFE Energía, CFE Internacional y CFE Capital como empresas filiales; reincorporar el CENACE a la CFE.

- Dejar que la CFE quede a cargo de los procedimientos para despachar sus centrales por mérito económico, cumpliendo con criterios de confiabilidad, continuidad y estabilidad.
- Despachar (las centrales privadas) con base en los costos totales de producción para garantizar el costo más bajo para el servicio público.
- Despachar tomando en cuenta que la participación del organismo del Estado no podrá ser menor al 54% de la generación que requiere el país o, de manera equivalente, que la generación privada no podrá exceder el 46% del total generado en el país⁸⁸.
- Autorizar a la CFE a celebrar contratos bilaterales de largo plazo para adquirir energía y capacidad eléctrica privada.
- Autorizar a la CFE a comprar energía y capacidad eléctrica privada en la cantidad que requiera en el corto plazo. La adquisición se realizará mediante un proceso competitivo y será despachada con base en los menores costos de producción.
- Autorizar a la CFE a establecer las modalidades de contratos necesarias para la adquisición de energía y capacidad eléctrica privada, como régimen especial distinto a lo establecido en el artículo 134 constitucional. La contratación de bienes, servicios, obras y combustibles se realizará en el marco general de ese artículo constitucional.
- Autorizar a la CFE a determinar las tarifas de las redes de transmisión y distribución, así como las tarifas para usuarios finales.
- Cancelar los Certificados de Energías Limpias.
- Suprimir a la CRE y a la CNH (su estructura y atribuciones serán incorporadas a la Secretaría de Energía).
- Sujetar la participación privada en la generación de electricidad a la planeación y control a cargo de la CFE.
- Establecer una política industrial para que la transición energética sea soberana.
- Mantener en sus términos las concesiones mineras ya otorgadas por las cuales ya se está explorando o explotando oro, plata, cobre y otros minerales, pero aclarando que esas concesiones no amparan la explotación y producción del litio. No se aplicará esa restricción a las concesiones donde existen antecedentes de exploración de ese mineral, antecedentes debidamente avalados por la Secretaría de Economía.
- Respetar los derechos laborales de los trabajadores que presten sus servicios en las dependencias federales afectadas por esta reforma (CNH y la CRE).

⁸⁸ La iniciativa pide reconocer dentro del 46% que les toca a los privados las centrales de productores independientes sin considerar atribuidos excedentes; las centrales construidas a partir de la reforma energética de 2013 en el marco de las subastas de largo plazo organizadas por el CENACE; las centrales de "autoabastecimiento auténtico", es decir, centrales que hayan operado conforme a los términos legales establecidos en la LSPEE. Esas centrales podrán seguir generando electricidad y competir para ofertar los menores costos de producción, para que su electricidad sea adquirida por la CFE a corto y largo plazos, mediante el CENACE. La generación proveniente de las modificaciones a los permisos de autoabastecimiento que fueron otorgadas en contravención a lo establecido en la LSPEE no será reconocida, ni adquirida por la CFE. Igualmente, la generación excedente de los productores independientes de energía, derivada de permisos sobrepuestos al permiso original de la central, tampoco será reconocida.

F. Retos de la nueva política de gas natural

Llama la atención que el gas natural, aunque sea el energético más consumido, el más utilizado en la generación de electricidad y el más vulnerable a los choques externos, no acapare tanto la atención gubernamental como la problemática petrolera. El aliento a la producción de gas natural es parte de los objetivos de la política, sin embargo, ese combustible es tratado casi siempre como un producto asociado al aprovechamiento del petróleo. Solo tiene vida propia cuando se trata de gas seco, pero sin que se destaque su importancia en la canasta energética⁸⁹. Sigue faltando una hoja de ruta para alcanzar la autosuficiencia en gas natural y hacer compatible el discurso con la realidad.

Se debe reconocer que el ProSENER 2019-2024 plantea equiparar la oferta con la demanda de gas natural con la finalidad de alcanzar y mantener la autosuficiencia energética sostenible⁹⁰, aun cuando la estrategias y acciones propuestas para elevar la producción son modestas, quizá por la enorme dificultad o imposibilidad para conseguir ese objetivo. Por ejemplo, no se plantea aumentar la tasa de restitución y las reservas probadas de gas natural a un horizonte de 20 años, objetivo que si se plantea de manera explícita para petróleo crudo⁹¹. Tampoco se plantea aprovechar los recursos no convencionales porque el *fracking* está prohibido por decisión presidencial. El programa solo contempla identificar los recursos prospectivos convencionales cercanos a campos e instalaciones existentes. Otra señal de incertidumbre alrededor de la autosuficiencia es el propósito de fomentar el desarrollo de infraestructura de importación, transporte y almacenamiento de etano, hidrocarburo que se obtiene del gas húmedo, indicio de que la extracción de ese hidrocarburo será insuficiente.

El ProSENER plantea incorporar reservas y obtener gas nacional aprovechando el incremento de las inversiones en crudo ligero y gas asociado, en aguas someras y áreas terrestres, en campos de aceite y gas natural, en recuperación secundaria y mejorada. La reducción del venteo y la quema en los campos de producción, así como disminución de las emisiones fugitivas de metano, forman parte del programa. Aguas abajo el ProSENER proyecta rehabilitar y dar mantenimiento a los centros procesadores de gas natural, así como impulsar nuevos proyectos de transporte para ampliar la cobertura a regiones que no tienen acceso a ese combustible. El impulso es extensivo a los proyectos de almacenamiento y distribución. Se entiende lograr un desarrollo eficiente del mercado de gas natural mediante políticas públicas y no mediante la competencia. Se promete garantizar la disponibilidad y calidad de gas natural para la petroquímica.

Nótese que incentivar el consumo de gas natural garantizando al mismo tiempo su disponibilidad conlleva la aceptación de importar el producto que haga falta si no se logran las metas de producción. Pemex es la pieza clave de la política de gas natural. Con miras al fortalecimiento de la empresa pública se prevé orientar el otorgamiento y modificación de las asignaciones de exploración y producción para asegurar que la producción de hidrocarburos garantice la satisfacción de las necesidades del país, así como racionalizar e integrar institucionalmente la cadena de valor de los hidrocarburos, desde la exploración hasta la comercialización y la gestión financiera, enfatizando en la gestión de la proveeduría para que impulse la industria y el contenido nacional. En otras palabras, se plantea el regreso de Pemex a lo largo de toda la cadena de valor incluyendo las actividades de las cuales fue excluido durante el período neoliberal.

⁸⁹ No obstante, sería equivoco asegurar que el Gobierno mexicano no tiene una política de gas natural (Shields, 2020). Sí la tiene, pero es poco visible, entusiasta y frecuentemente objetada.

⁹⁰ Objetivo prioritario 1 del ProSENER (SENER, 2020c).

⁹¹ Acción puntual 1.2.8. del ProSENER (SENER, 2020c).

A partir de la firma del TLCAN en 1992 el Gobierno de México aceptó y promovió una política de importaciones de gas natural. Estableció un entramado legal, regulatorio, normativo e institucional alrededor de las importaciones como vía para abrir el sector a particulares, crear competencia, acotar el monopolio (1995) y crear un mercado abierto (2013). En la actualidad, 25 años después, las importaciones satisfacen el 70% de la demanda de gas natural —el 90% si se excluye el autoconsumo de Pemex— y todas las actividades de la cadena de valor están abiertas al capital extranjero. Esa situación no es la deseable desde el punto de vista de la actual administración, cuya mayor aspiración es la autosuficiencia con Pemex como garante de ese propósito. El principal obstáculo para conseguirlo es el modelo de mercado tan difícil de cambiar por numerosas y distintas restricciones, lo que explica su estrategia de aumentar la presencia, control y supervisión del Estado. Esa estrategia, impensable hace dos años, se inserta en el contexto de la instauración de un modelo de desarrollo ajeno al neoliberalismo.

1. La opinión de expertos

A continuación se resumen las principales ideas y opiniones que se obtuvieron con expertos mexicanos durante la preparación de este estudio⁹²:

- i) El desafío de la transición energética es establecer una ruta para constituir una soberanía energética en el futuro. El Gobierno de México aspira a establecer un modelo energético distinto. La transición no se limita a sustituir combustibles por otras formas de energía para reducir emisiones a la atmósfera, misión donde hay múltiples opciones, lo esencial es remplazar el modelo, lo cual implica cambiarlo todo: la manera de producir, consumir, financiar, cobrar impuestos y repartir los beneficios. Es una tarea larga y compleja donde no se admite una visión segmentada. La cuestión del gas natural (sus problemas, opciones y soluciones) no puede verse de manera aislada de las otras energías, la solución debe ser integral. El gran desafío es el desenvolvimiento del sector energético en el marco del desarrollo de la economía en su conjunto, sin contar que la energía debe considerarse como un asunto de seguridad nacional, por lo que es necesaria la presencia del Estado y la condicionalidad sobre los sujetos habilitados para realizar las actividades que integran las cadenas de suministro. En ese sentido, el gobierno se propone fortalecer el poder del Estado, el poder nacional, para que el país solvante sus necesidades con sus propios recursos, capacidades científicas, tecnológicas, industriales, de infraestructura y equipos de uso final a precios accesibles para la población pobre, que es la mayoría. No se trata de cualquier sistema, estructura, industria, sino de enfocarse en los que menos tienen.
- ii) La cuestión del gas natural se debe contextualizar en el marco de los seis objetivos prioritarios de la política energética: alcanzar y mantener la autosuficiencia energética sostenible; fortalecer a las empresas productivas del Estado como garantes de la seguridad y soberanía energéticas y palanca del desarrollo nacional para detonar un efecto multiplicador en el sector privado; organizar las capacidades científicas, tecnológicas e industriales necesarias para la transición energética; elevar la eficiencia y sustentabilidad en la producción y uso de las energías; asegurar el acceso universal a la energía para que la sociedad se desarrolle; fortalecer al sector energético para que impulse el desarrollo del país como potencia capaz de satisfacer sus necesidades básicas con sus recursos, mediante empresas públicas, privadas y sociales.

⁹² Las opiniones se obtuvieron a partir de entrevistas y reuniones virtuales con Alberto Montoya, Subsecretario de Planeación y de Política Energética (diciembre de 2019 a mayo de 2020), y actual presidente de la Comisión de Mejora Regulatoria y de la Reunión Virtual de Expertos del Sector Energía de México (21 de septiembre de 2021).

- iii) La visión oficial es una situación de autosuficiencia liderada por empresas públicas preponderantes, un país donde el suministro de energía es confiable, suficiente, económico y de alta calidad, que satisface a consumidores racionales y eficientes, que cubre a la totalidad de la población con energía limpia y tecnología nacional.
- iv) La nueva orientación de política energética ha dado origen a reacciones diversas. Más allá del disgusto de empresarios, inversionistas y ambientalistas, algunos consideran que la política energética debe priorizar al gas natural y no al petróleo. Lajous (2021), Pech (2020), Montemayor (2018) y Madero (2020), entre otros, destacan las circunstancias y ventajas del gas natural frente a los derivados del petróleo, así como su utilidad para atender la urgencia climática y la transición energética.
- v) En términos generales hay consenso sobre la conveniencia de seguir alentando el consumo, pero se discrepa sobre la oferta. Algunos se inclinan por satisfacer la demanda con importaciones para aprovechar las condiciones excepcionales del gas en los Estados Unidos. Otros sugieren hacer un esfuerzo de inversión pública y privada para aprovechar los recursos y reservas con los que cuenta el país, incluyendo los recursos no convencionales. El primero sería el camino ancho, pavimentado y conocido de las importaciones; el segundo sería el camino pedregoso, largo y difícil de producir internamente el gas que el país necesita.
- vi) Frente a las aspiraciones de largo plazo, los problemas inmediatos y previsibles, las oportunidades atrayentes, los retos contradictorios, las restricciones exasperantes y las disyuntivas difíciles, las autoridades sectoriales tienen en sus manos un asunto de elevada complejidad que tratar con profesionalismo, habilidad y talento, para atender de manera simultánea la coyuntura, las perspectivas y el horizonte lejano, sin olvidar que cualquier solución pasa por considerar el contexto norteamericano en el que se insertan la industria y el mercado de gas natural en México.

2. Los principales desafíos en el corto y mediano plazos

A corto plazo, el problema inmediato para resolver es el exceso de capacidad de transporte que la pasada administración contrató con empresas privadas de gasoductos sin tener ubicado lugar, volumen y período de consumo. La CFE está obligada a utilizar esa capacidad o subarrendarla a sus competidores porque la use o no, la está pagando⁹³. Incentivar el consumo interno es la solución evidente pero también está la posibilidad de exportar una parte a los mercados europeo y asiático e incluso a los países de Centroamérica. En cualquier caso, se requieren rigurosos estudios de factibilidad.

A mediano plazo se debe aumentar la producción. Como la demanda seguirá creciendo, la autosuficiencia solo será posible con un aumento sustantivo de producción. No será fácil. La producción empezó a declinar a partir de 2009 tanto en gas asociado como en no asociado. A lo anterior se agrega el hecho de que las reservas probadas y probables de ese energético no ofrecen el horizonte de planificación necesario para la autosuficiencia. La presente administración ha hecho un gran esfuerzo, por medio de Pemex, para revertir la caída de la producción, pero es clara la necesidad de un esfuerzo más importante y sostenido para conseguir una tendencia durable al alza que permita remplazar importaciones y, al mismo tiempo, cubrir el aumento de la demanda hasta conseguir la autosuficiencia.

La CNH estima que el potencial de recursos gasíferos convencionales es aún muy importante, al igual que los recursos no convencionales, pero se tendría que invertir para transformar una parte sustantiva de ese potencial en reservas, luego en reservas probadas y

⁹³ La empresa pública ya está diseñando un plan para atender esa contingencia.

finalmente en producción, reto enorme que requiere, además de dinero, tiempo y mucha suerte para superar el riesgo en caso de no encontrar yacimientos a la altura de las aspiraciones gubernamentales. Ante todo, es indispensable hacer un diagnóstico integral, preciso y adecuado sobre las causas de la subinversión en exploración y producción de gas natural. A primera vista, los precios bajos han restado vigor al esfuerzo exploratorio y extractivo, y lo más práctico y económico ha sido importar sin limitación alguna. No obstante, se necesita profundizar sobre las causas del desinterés por la producción de gas.

A partir de la década de 1990 se han implementado medidas para aumentar la búsqueda y producción, entre ellas, diseñar y aplicar contratos petroleros específicos, crear una empresa pública dedicada exclusivamente al aprovechamiento de ese recurso natural, desgasificar mantos de carbón, establecer un régimen fiscal extremadamente benigno, así como desarrollar el gas de lutita y arenas compactas de baja permeabilidad y porosidad, cuyo potencial ha sido estimado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos como el sexto más importante del mundo.

Esta última es la solución que más ha llamado la atención y generado polémica. La posibilidad de aprovechar el *shale gas* ha sido rechazada tajantemente por el presidente de la república, quien a los pocos días de haber iniciado su gobierno canceló las rondas de licitación 3,2 y 3,3 que comprendían contratos de exploración y extracción, que incluían nueve áreas no convencionales (Cruz, 2018). La razón del primer mandatario fue haber hecho suyo el rechazo social al *fracking* y la promesa de campaña en caso de no autorizar esa tecnología. Lo anterior permite concluir que la autosuficiencia es un objetivo prioritario, pero no para obtener a cualquier precio y menos si acelera la privatización de las actividades petroleras.

Empresas y especialistas del ramo han señalado las ventajas de aprovechar los recursos no convencionales sin convencer al mandatario de cancelar su veto⁹⁴. En consecuencia, y por lo menos hasta finales de 2024, el aumento de la producción de gas natural solo podrá provenir de yacimientos convencionales. Y aún si la próxima administración decidiera autorizar el *fracking*, sería muy difícil replicar en México las condiciones que hicieron posible el *boom* del *shale gas* en el país vecino (Lajous, 2013; Estrada, 2013; De la Vega y Ramírez, 2015). No hay duda de que se podría obtener gas y petróleo de lutitas y arenas compactas, la duda no está en el volumen sino en su costo. El gas mexicano no convencional podría no ser competitivo frente al gas estadounidense que llega por gasoducto.

Aumentar la producción de gas natural aprovechando únicamente los recursos convencionales, es decir, sin echar mano del *shale gas* y del *fracking*, pero además sin apoyarse en empresas petroleras distintas a Pemex, sin aumentar el endeudamiento de la empresa pública, movilizándolo sus propios recursos y utilizando a lo sumo contratos de servicio operativos (contratos de obra pública financiada por privados), es un reto ambicioso muy difícil de conseguir. No está de más recordar que los planes y el esfuerzo oficial excluyen los resultados que obtengan las empresas petroleras privadas con los contratos de exploración y extracción ya otorgados, de los que ya no habrá más por lo menos en lo que resta de la presente administración⁹⁵.

⁹⁴ En una aparente contradicción con la postura oficial, Pemex solicitó 11.657 mdp en el proyecto de presupuesto público 2022 para proyectos de aceite y gas en lutitas que requieren *fracking*. Ese monto es 389% superior a los 2.399 mdd solicitados en el presupuesto del año anterior. El recurso solicitado se destinará a la evaluación de *plays* no convencionales del cretácico y jurásico en Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Chihuahua. También se solicitaron 3.555 mdp para *fracking* en la compleja cuenca de Chicontepec. Véase [en línea] <https://energyandcommerce.com.mx/pemex-contempla-proyectos-de-fracking/>.

⁹⁵ La inversión privada también requeriría la eliminación de obstáculos regulatorios, fiscales e institucionales. Tales medidas son contrarias a la política de rescate de la soberanía energética, que parte de frenar la privatización de la producción y suministro de energía, por lo que deberán descartarse.

En el esfuerzo por aumentar la producción el precio del gas es una variable clave. Debido a que Pemex es una empresa productiva que opera en un ambiente de mercado y que tiene por mandato de ley crear valor para el Estado mexicano, se requieren cotizaciones elevadas para justificar la inversión. El Estado podría utilizar sus prerrogativas para fijar un precio por arriba del precio de mercado con la finalidad de alentar el aumento de producción local, como en su momento hizo Argentina (Arroyo y Perdriel, 2015; Arceo, 2018). La diferencia de precios sería el costo de una mayor seguridad energética.

Aquí conviene recordar que el sistema de precios indexados a las cotizaciones en el sur de Texas —establecido en México a mediados de la década de 1990 del siglo XX— desalentó las inversiones en gas natural a partir del momento en que el precio del gas en los Estados Unidos se desplomó en 2008 y comenzó a seguir un camino diferente al del petróleo, al reflejar el aumento vertiginoso de la producción de gas no convencional. La caída del precio se tradujo en la contracción del presupuesto de exploración en Pemex, la caída de las reservas y la cancelación de proyectos de desarrollo de campos de gas seco o de petróleo con alto contenido de gas. La reforma energética y la liberalización del comercio y la inversión en 2013-2014 no cambiaron la circunstancia de los precios bajos. Como se mencionó con anterioridad, la pandemia por COVID-19 los deprimió aún más, al grado de producir cotizaciones negativas por primera vez en la historia de la industria.

En esas condiciones, la decisión gubernamental de mantener un mercado abierto y liberalizado, conforme lo dispuso la reforma energética, es un obstáculo mayor a la política de autosuficiencia. La Ley de Hidrocarburos permite establecer precios administrados, pero su fijación por arriba de las cotizaciones del otro lado de la frontera tendría repercusiones en todo el sistema de precios de la energía, basado en fronteras abiertas y precios libres. Aumentar el precio del gas significa elevar el precio de la electricidad y por lo tanto una doble penalización para la planta industrial que vería mermada la competitividad de sus productos con respecto a la industria de los Estados Unidos, el principal destino de las exportaciones mexicanas. A su vez, las empresas generadoras de electricidad que utilizan gas natural perderían competitividad en el mercado eléctrico frente a las energías renovables de bajo costos que ya de por sí les están quitando mercado.

El gobierno podría hacer caso omiso del nivel de precios y asignar recursos presupuestarios para explorar y extraer gas anteponiendo la meta volumétrica a los resultados económicos, pero en ese caso sería necesario quitarles recursos públicos a otros ramos y realizar una reforma de ley para modificar el objeto y el mandato de Pemex. Establecer un impuesto al gas importado es menos complicado que regresar a un esquema de precios administrados, pero no es una solución exenta de problemas. Sus efectos serían equivalentes al de un aumento de precios con el agravante de las represalias comerciales por parte de los Estados Unidos.

3. Ampliar el consumo

A pesar de la enorme dificultad para alcanzar nuevamente la autosuficiencia, el gobierno está dispuesto a seguir impulsando el consumo de gas natural considerando que si no puede elevar la producción se incrementarán las importaciones. Es una aceptación tácita, que no cambia el propósito ni el discurso de la autosuficiencia. Es un asentimiento no deseado pero inevitable, de los riesgos económicos y geopolíticos asociados al flujo de gas que llega del otro lado de la frontera. La importancia y alcance de dichos riesgos es tema de debate. En su momento Lajous (2013) señalaba que eran riesgos acotados que no impedían seguir aprovechando el gas abundante y barato del país vecino. En tiempos más recientes, otros consideran que el principio de precaución indica diversificar las fuentes de suministro incluyendo la producción nacional (Avalos, 2020; Montemayor, 2019; Rodríguez-Padilla, 2017; CNH, 2018, 2019b, 2020a).

Entre los propósitos gubernamentales está ampliar la cobertura a regiones que no tienen acceso al gas natural, incrementar la disponibilidad, alentar el consumo en la industria y garantizar la disponibilidad para la petroquímica pública y privada. Para hacer realidad todo lo anterior, las autoridades proponen desarrollar una nueva infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución⁹⁶. En ese contexto extraña que el Programa Sectorial de Energía no se proponga explícitamente incrementar el consumo de gas en el transporte, el sector que más consume energía en el país. Habría, primero, que reemplazar gasolina y diésel en el transporte público, taxis y flotillas en medio urbano y, más adelante, en camiones de carga pesada de media y larga distancia, así como en transporte interurbano de pasajeros. La experiencia boliviana es una referencia en la materia.

La propia dinámica del mercado impulsa el crecimiento de la demanda. El bajo precio del gas natural —entre energéticos y entre regiones— es un poderoso estímulo al consumo, sobre todo cuando prevalece la idea entre los especialistas de que esa ventaja se mantendrá a mediano plazo e incluso en horizontes más lejanos. El hecho de que el costo del suministro de gas natural sea mucho más bajo en América del Norte que en los mercados europeo y asiático ha favorecido el crecimiento de manufacturas en industrias intensivas en el uso de la energía (Lajous, 2013). El bajo costo del gas natural en América del Norte también ha resultado en un mayor consumo en la industria eléctrica, de tal suerte que los costos de producir electricidad en centrales de ciclo combinado han bajado con relación a los costos de generación de países de la OCDE en otros continentes.

Ese doble efecto, de amplia disponibilidad de gas y electricidad a precios económicos, ha favorecido la expansión industrial en la región, en particular en la industria manufacturera mexicana, confiriéndole una ventaja competitiva (DTTL, 2019). Hacia adelante, la diferencia de precios relativos entre los grandes mercados regionales quizá podría reducirse con el crecimiento de las exportaciones norteamericanas de gas natural licuado al viejo continente y a lejano oriente. Pese a ello, a más largo plazo se mantendrá un margen a favor del gas natural proporcional a los costos adicionales de licuefacción y de transporte del gas natural licuado desde los centros exportadores en las costas norteamericanas hasta los centros de consumo en otros continentes. En estas circunstancias, la abundante disponibilidad de gas natural barato importado de los Estados Unidos es una ventaja comparativa innegable.

Una de las razones oficiales para alentar el consumo de gas natural es la reducción de los gases de efecto invernadero, señala el Programa Sectorial de Energía 2019-2024. El gas natural tiene un papel que jugar en la descarbonización de la economía mexicana para hacer frente al cambio climático, pero también en la transición equitativa y ecológica. El gas tiene atributos para convertirse en el elemento clave para reemplazar al carbón y al petróleo y obtener una canasta energética menos dañina para el ambiente que la que se tiene actualmente. Cuando el gas reemplaza al combustible pesado de alto azufre en la generación de electricidad las emisiones de GEI se reducen en 40% y hasta 50% cuando sustituye al carbón. El gas natural está jugando y seguirá jugando en México el papel de articulador de la penetración de las fuentes renovables de energía que aportan electricidad limpia pero variable

⁹⁶ De acuerdo con Javier Estrada (comunicación personal), el almacenamiento operativo —en empaque en ductos, almacenamiento de GNL y almacenamiento en domos o cavernas salinos— facilita el funcionamiento de los gasoductos y la distribución del combustible. Mientras mejor es el mallado de la red, más fácil resulta llegar a un punto de destino que necesita el gas evitando las secciones del transporte afectadas por un accidente. El almacenamiento preventivo se define en función de una supuesta contingencia de corto plazo en el suministro o por exceso de toma de volúmenes de gas por parte de los usuarios finales que afecten el empaque del ducto, lo que causa alertas críticas en el sistema. El volumen almacenado y su disponibilidad dependen de otras alternativas de abasto de gas o de otros combustibles, de los consumos interrumpibles, de la rapidez de descompresión y bombeo del gas almacenado, de la duración de la contingencia. En caso de una disrupción estructural o de un embargo de largo plazo, el almacenamiento sirve principalmente para suavizar una transición a otras soluciones energéticas, en tanto que el empleo del inventario de gas almacenado está definido por reglas de racionamiento.

e intermitente cuya viabilidad requiere del respaldo flexible y económico que proporcionan las centrales de ciclo combinado operadas con gas natural que permiten mantener la frecuencia de la red⁹⁷. Lo anterior sin dejar de reconocer que el gas natural no es la solución al cambio climático, es un combustible fósil que emite gases de efecto de invernadero, por lo que solo es una solución temporal.

4. Reexportar los excedentes

Algunas compañías y analistas han visto en la cuantiosa producción de gas natural en el sur de los Estados Unidos, así como en la posición geográfica de México, una oportunidad para exportar los excedentes a los mercados asiáticos a partir de puertos mexicanos. Conviene traer a la memoria que Guaymas, Sonora, es el puerto en el Pacífico más cercano a las cuencas de Permian y Eagle Ford en Texas. Otras opciones más lejanas son los puertos de Rosarito y Ensenada en Baja California.

Los Estados Unidos comenzaron a exportar gas natural licuado a Europa desde puertos en la costa del golfo de México a partir de una producción de gas que superaba la capacidad de la economía para consumir tanto producto. Las perspectivas de disponibilidad de gas barato a largo plazo, así como los diferenciales de precios entre mercados continentales configuraban un atractivo negocio, que se mantiene boyante en la actualidad y alienta la construcción de plantas de licuefacción para colocar el excedente a precios que garanticen mayor rentabilidad. La contingencia sanitaria por coronavirus se considera un fenómeno pasajero que no cambia las perspectivas de largo plazo (Reuters, 2020).

Hasta ahora se conocen cuatro proyectos de gas natural licuado en México. Salomón (2020) menciona el de la empresa Costa Azul (Sempra Energy) que ya cuenta con una planta de regasificación y almacenamiento en Ensenada, Baja California, así como el de Mexico Pacific Land Holdings que planea construir cuatro trenes de licuefacción en Puerto Libertad, Sonora. Un tercer proyecto estaría en fase de negociación para construir una planta en Topolobampo, Sinaloa, a cargo de Inova, la filial local de Sempra Energy (Reuters, 2020). La SHCP contempla en la lista de proyectos de infraestructura financiados por el sector privado la construcción de una terminal de licuefacción en Salina Cruz, Oaxaca, asociada a un gasoducto proveniente de Coatzacoalcos, Veracruz (Espejo, 2020). Los tres proyectos están diseñados para exportar gas importado de los Estados Unidos. De acuerdo con Salomón (2020), el Gobierno de México podría requerir a las empresas involucradas que el volumen de gas importado sea mayor al exportado para propiciar el suministro en regiones que aún no cuentan con el servicio, en otras palabras, para que el territorio mexicano no solo sirva de territorio de paso.

La exportación de gas estadounidense desde puertos mexicanos no solo queda en el ámbito de actividades de la cadena de valor y las oportunidades de negocio en un mercado liberalizado. Requiere situarse y analizarse en una perspectiva más general que considere de manera central las implicaciones geopolíticas de tales desarrollos. No es posible obviar la asimétrica y compleja relación con Washington. Un estudio a profundidad, especialmente en materia de seguridad nacional, es tarea pendiente antes de que la CRE otorgue los permisos que hagan viable esos desarrollos. Además de lo anterior, existe una iniciativa de larga data para exportar gas natural hacia los países centroamericanos. Por la importancia que representa este energético para el desarrollo, varios países de esta subregión han empezado a importar y utilizar el gas natural, principalmente de los Estados Unidos y de Trinidad y Tabago (ese mismo camino han seguido varios estados caribeños). Este tema se aborda de manera más amplia en la parte final del capítulo IV.

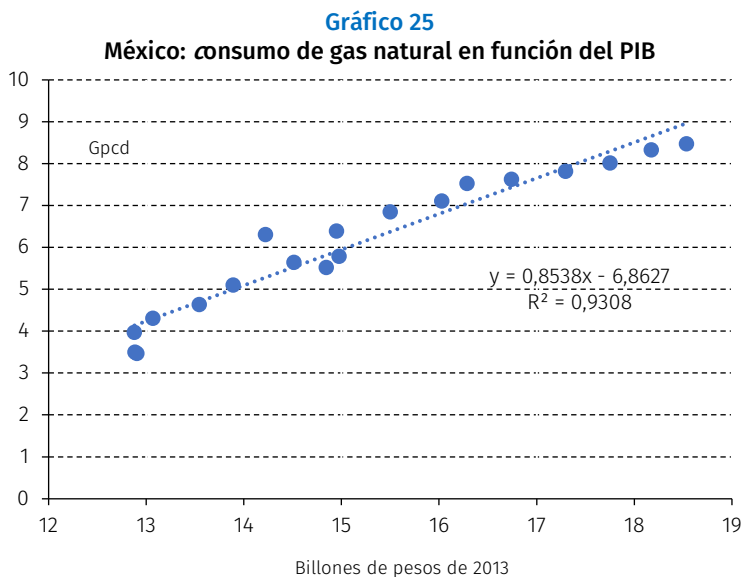
⁹⁷ La variabilidad es el resultado de la disponibilidad inmediata de sol y viento, en tanto que la intermitencia es producto del ciclo día-noche o de la ausencia total de viento.

IV. Prospectiva 2030 y 2050

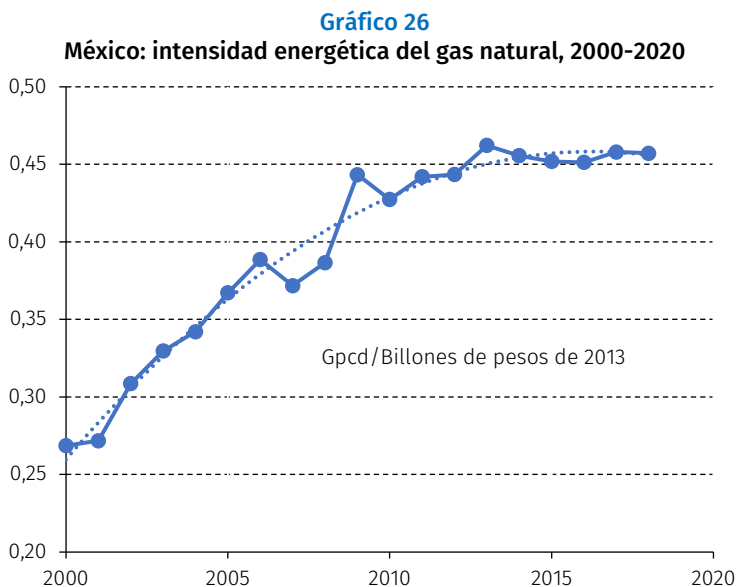
En este capítulo se hace un análisis prospectivo de la oferta y la demanda de gas natural con un horizonte de mediano y largo plazos hasta 2030 y, para algunos temas puntuales, hasta 2050. Pronosticar lo que pasaría si se actúa de una u otra manera es crucial para tratar de influir en el curso de los acontecimientos con base en los intereses nacionales. Esbozar el avenir brinda la posibilidad de anticipar y construir el futuro que deseamos, sobre todo porque el gas natural es un subsector económico relevante, complejo y expuesto a la volatilidad de precios y a grandes riesgos. Una actitud previsor permite prepararse ante amenazas y aprovechar oportunidades.

A. Las tendencias de mediano plazo

La producción y consumo de gas natural en México tienen una gran inercia. Esa característica permite extrapolar los datos del pasado para vislumbrar el futuro de acuerdo con la tendencia. Siguiendo ese procedimiento se observa que el consumo de gas está altamente correlacionado con el PIB: el factor de correlación lineal entre ambas variables alcanza 0,93 en el período 2000-2018 (véase el gráfico 25). Lo anterior se explica porque el gas neto disponible se utiliza principalmente en la generación de electricidad y la industria, sectores económicos que guardan una estrecha relación con el crecimiento de la economía. La intensidad en gas natural (relación entre el consumo de gas y el PIB) ha vivido dos momentos: entre 2000 y 2013 se incrementó de manera sostenida, lo que significa que se emplearon cada vez más unidades de gas para producir una unidad de PIB; posteriormente, el indicador se estabilizó alrededor de 0,45 Gpcd por cada billón de pesos del PIB (véase el gráfico 26).



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras oficiales del Instituto Nacional de Estadística y Energía (INEGI) y de la Secretaría de Energía (SENER) de México, *Prontuario estadístico 2021* [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/619382/Prontuario_febrero_2021__accesibilidad_.pdf y del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) [en línea] <https://www.inegi.org.mx/temas/pib/>.



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras oficiales de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) [en línea] <https://hidrocarburos.gob.mx/> y del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) [en línea] <https://www.inegi.org.mx/temas/pib/>.

Se espera que en el futuro la intensidad en gas natural decline conforme ese combustible sea remplazado por energías alternativas, mejore la eficiencia de utilización y se sigan expandiendo ramas económicas poco intensivas en el uso de la energía. La elevada correlación entre el PIB y el consumo de gas natural permite utilizar los datos históricos para proyectar el consumo hacia 2030 con sencillez y relativa precisión. La tendencia de la producción también es fácil de proyectar porque la declinación ha sido irrefrenable pese a las iniciativas para revertir el proceso. En el cuadro 16 se presentan las tendencias en el período 2020-2030. De continuar las tendencias, la producción de gas natural seco ya solo sería de

917 mmpcd en 2030, en tanto que el consumo y las importaciones serían del orden de 11.000 mmpcd y 10.000 mmpcd, respectivamente y la dependencia externa, incluyendo el consumo de Pemex, sería mayor al 90%.

Cuadro 16
México: prospectiva del balance de gas seco en el escenario tendencial, 2020-2030

Año	PIB (en billones de pesos) ^a	Producción (en mmpcd)	Consumo ^b (en mmpcd)	Importaciones ^c (en mmpcd)
2015	13,89	4 011	7 816	3 805
2016	14,51	3 541	8 011	4 470
2017	14,85	3 055	8 324	5 269
2018	14,98	2 738	8 473	5 735
2019	14,22	2 616	8 599	5 983
2020	14,95	2 474	8 646	6 172
2021	15,50	2 176	8 717	6 541
2022	16,03	1 977	8 812	6 835
2023	16,29	1 796	8 933	7 137
2024	16,74	1 631	9 082	7 450
2025	17,30	1 482	9 264	7 782
2026	17,75	1 346	9 487	8 141
2027	18,18	1 223	9 765	8 542
2028	18,54	1 111	10 117	9 006
2029	18,59	1 009	10 575	9 565
2030	18,69	917	11 184	10 267

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de datos oficiales.

Nota: Datos reales de 2015 a 2019.

^a PIB en pesos constantes de 2013 con tasa de crecimiento anual del 2,7%.

^b Incluye la demanda total de Petróleos Mexicanos (Pemex).

^c Incluye importaciones por gasoducto, barco o camión.

B. Prospectiva oficial

A partir de la década de 1990 el Gobierno de México realiza ejercicios de planeación de acuerdo con los objetivos de la política energética, que ofrecen información oficial sobre la situación y las perspectivas de la producción, el consumo y los intercambios con el exterior de los energéticos comerciales más importantes. Los últimos documentos de prospectiva de petróleo, gas natural, refinados, gas LP, electricidad y fuentes renovables fueron publicados en noviembre de 2018, al cierre de la pasada administración. En materia de gas natural la prospectiva de producción (2018-2032) ha perdido vigencia porque el optimismo del gobierno anterior reposaba en tres elementos: el empuje del sector privado, las actividades en mar profundo y el aprovechamiento del gas no convencional⁹⁸. Esas premisas han sido desautorizadas por la presente administración y no las utiliza para impulsar la oferta de gas nacional.

Hasta el momento de escribir este documento (agosto de 2021) aún no se había publicado algún documento de prospectiva, ni de gas natural ni de otros energéticos, de acuerdo con la nueva política energética. Aunque no es una obligación legal emitir esas

⁹⁸ De acuerdo con la prospectiva 2018-2032 la producción privada de gas natural participaría con el 49% a la oferta de gas nacional hacia el final de ese período y Pemex aportaría el 51% restante. En 2030 la producción alcanzaría entre 4.100 y 7.200 mmpcd en el escenario mínimo y máximo, respectivamente. En ambos escenarios dominaría la producción proveniente de aguas profundas. En el escenario de producción máxima las importaciones serían del orden de 4.000 mmpcd. No se publicó el nivel de importaciones cuando la producción fuera mínima.

publicaciones, resultaban útiles y eran una práctica común en el quehacer gubernamental⁹⁹. Afortunadamente, el Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico (Prodesen) 2020-2034 (SENER, 2020a) y el Plan Quinquenal de Expansión del Sistrangas 2020-2024 (SENER, 2020d), ejercicios de planeación previstos en la ley y aprobados por la Secretaría de Energía, proporcionan elementos para dilucidar el futuro de la oferta y demanda de gas en los próximos años.

De acuerdo con el pronóstico aprobado por la Secretaría de Energía en el período 2020-2034, el PIB crecerá a un ritmo anual del 2,7% en el escenario de planeación y del 3,2% y 2,2% en los escenarios alto y bajo, respectivamente. A su vez, el crecimiento poblacional sería del 0,8% en promedio anual, lo que elevará la población de 127 millones a 141 millones de habitantes y los usuarios potenciales del suministro eléctrico pasarían de 45,2 millones a 52,8 millones.

Por lo que toca al gas natural, el plan quinquenal del CENAGAS (2020) estima un vigoroso consumo hasta 2024 que posteriormente pasaría a moderado. Entre 2020 y 2024 el aumento anual del consumo sería de 4,3%, 4,7% y 7,4% para los escenarios bajo, medio y alto (véase el cuadro 17); dichas tasas bajarían a 0,20%, -0,22% y -0,09%, respectivamente, entre 2025 y 2033. Las tasas negativas se explican por la caída en la demanda del sector petrolero a partir de 2025 (de acuerdo con el pronóstico de Pemex), así como a una mayor eficiencia en el consumo del sector eléctrico. En esas circunstancias, México estaría consumiendo entre 8,5 y 10,4 Gpcd de gas natural en 2024 y entre 10,2 y 13,7 Gpcd en 2030 (véase el cuadro 17).

Cuadro 17
México: demanda de gas natural, 2020-2033
(En millones de pies cúbicos diarios)

Año	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
2020	8 511	10 302	10 432
2024	10 079	12 403	14 088
2028	10 222	12 526	14 029
2030	10 222	12 225	13 759
2033	10 259	12 154	13 746

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la Secretaría de Energía (SENER) de México, 2020.

Tomando en cuenta las estimaciones de la producción de gas natural por parte de empresas privadas, la producción y el autoconsumo de Pemex, la contaminación por nitrógeno, así como los nuevos proyectos extractivos de gas asociado y no asociado, el CENAGAS concluye que la oferta de gas nacional será insuficiente para satisfacer el consumo en los tres escenarios analizados. En el escenario bajo, la producción seguiría la declinación observada en la última década, seguida de una lenta reversión a partir de 2025 al cristalizar los proyectos puestos en marcha por Pemex (véase el cuadro 18).

Cuadro 18
México: producción nacional de gas natural 2020-2033
(En millones de pies cúbicos diarios)

Año	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto-2
2020	1 581	1 812	1 867
2024	1 177	2 240	3 046
2028	1 451	3 226	3 940
2030	1 506	3 068	3 578
2033	1 700	4 060	5 661

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la Secretaría de Energía (SENER) de México, 2020.

⁹⁹ Hacia finales de 2019 se esperaba la publicación de la prospectiva 2019-2033 pero no ocurrió. Y lo mismo sucedió al año siguiente: se omitió la edición de la prospectiva 2020-2034.

En el escenario medio se plantea un crecimiento sostenido de la producción impulsada por los campos Lakach, Papan e Ixachi. El escenario alto-2 supone un mayor aporte de dichos campos, así como nueva producción de gas seco en campos a descubrir en aguas someras. México estaría produciendo entre 1,5 y 3,6 Gpcd en 2030 de acuerdo con esas estimaciones. Como la producción no permitiría satisfacer la demanda, el faltante se tendría que cubrir con importaciones. De la combinación de supuestos de producción y demanda se derivan tres escenarios críticos que comparten la hipótesis de producción baja (véase el cuadro 19).

Cuadro 19
México: escenarios de importación de gas natural, 2020, 2024, 2028, 2030, 2033
(En millones de pies cúbicos diarios)

Año	Escenarios críticos de alta importación			Escenarios de baja importación	
	Escenario de producción baja demanda alta	Escenario de producción baja demanda media	Escenario de producción baja demanda baja	Escenario de producción alta demanda baja	Escenario de producción baja demanda baja
2020	8 851	8 620	8 565	6 644	6 930
2024	12 911	11 848	11 042	7 033	8 902
2028	12 578	10 803	10 089	6 282	8 771
2030	12 253	10 691	10 181	6 644	8 716
2033	12 046	9 686	8 085	4 598	8 559

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información de la Secretaría de Energía (SENER) de México, 2020.

El peor de los escenarios, que combina demanda alta con producción baja, resulta en importaciones cercanas a 13 Gpcd en 2024 que posteriormente descenderían lentamente hasta situarse alrededor de 12 Gpcd en 2030. En esas circunstancias la dependencia externa, incluyendo los requerimientos de Pemex, llegaría al 91,6% en 2024 (véase el cuadro 20). El escenario más favorable combina demanda baja y producción alta, dando por resultado el descenso de las importaciones a partir de 2025, hasta situarse en 4.598 mmpcd en 2030. Ese último año la dependencia externa, incluyendo los requerimientos de Pemex, ya solo sería del 44,8%. En suma, según las estimaciones del CENAGAS, México estaría importando entre 6.644 y 12.253 mmpcd en 2030.

Cuadro 20
México: dependencia externa en gas natural, 2020, 2024, 2028, 2030, 2033

Año	Escenario menos favorable (demanda alta-producción baja) (en porcentajes)	Escenario más favorable (demanda baja-producción alta) (en porcentajes)
2020	84,8	78,1
2024	91,6	69,8
2028	89,7	61,5
2030	89,1	65,0
2033	87,6	44,8

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información de la Secretaría de Energía (SENER) de México, 2020.

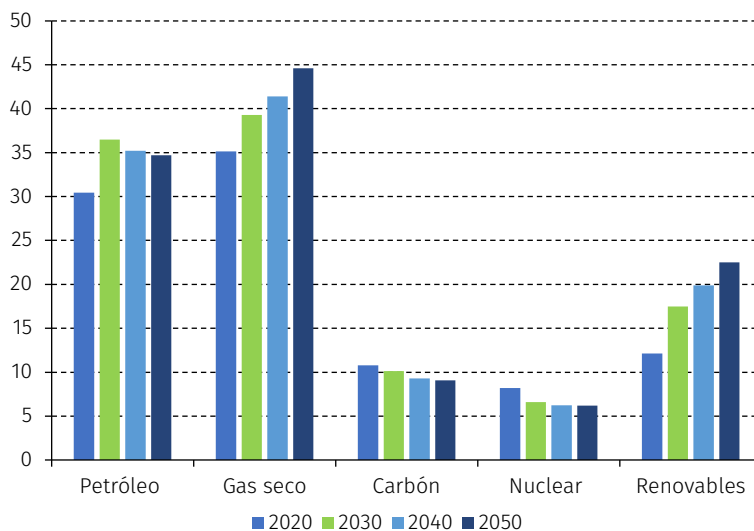
C. Prospectiva del gas natural en los Estados Unidos a 2050

De acuerdo con la Prospectiva Energética 2019-2050 preparada por la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos, las fuerzas impulsoras de la producción y consumo de energía en ese país son las fuerzas del mercado, las políticas públicas y la tecnológica (US-EIA, 2019). Las pautas serán marcadas por el aprovechamiento de los hidrocarburos no convencionales en lutitas y arenas compactadas de baja porosidad y permeabilidad, el bajo precio del gas natural y el costo declinante de las energías renovables.

Con base en esas premisas, la US-EIA han desarrollado diversos escenarios de producción y consumo (véase el gráfico 27), sujetos a incertidumbre, que podrían verse afectados por la aceleración o el freno del crecimiento económico, la volatilidad del precio del petróleo y la emergencia de tecnologías disruptivas. El escenario de referencia supone leyes y regulaciones sin grandes cambios, una tasa de crecimiento del PIB del 1,9% anual, la continuidad de las tendencias demográficas y tecnológicas, así como un precio del petróleo Brent de 108 dólares en 2050, en moneda constante de 2018.

En el escenario de referencia los Estados Unidos seguirán siendo exportador de energía hasta 2050 a medida que aumenta la producción de petróleo crudo, gas natural y líquidos de gas, en un contexto de lento crecimiento del consumo interno de energía. La estructura de la producción de energía no tiene cambios significativos con relación a la actualidad, con excepción de las fuentes renovables de energía que pasan al tercer lugar, pero aún muy lejos del gas, que se mantiene como la principal fuente de energía —posición alcanzada en 2010— muy por delante de las demás energías (véase el gráfico 27).

Gráfico 27
Estados Unidos: producción de energía 2020-2050, escenario de referencia
(En quad)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos, "Annual Energy Outlook 2021" [en línea] <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>.

En todos los escenarios propuestos por la US-EIA, excepto en el pesimista de bajo crecimiento económico, escasos descubrimientos y poco avance tecnológico, la producción de gas seco va en ascenso por lo que alcanzaría un nivel de entre 73.000 y 147.000 mmpcd en 2050 (véase el cuadro 21). Y como el consumo sería del orden de entre 72.000 y 115.000 mmpcd los Estados Unidos tendrían un amplio excedente exportable.

En el cuadro 22 se presentan las exportaciones por gasoducto y en forma de gas natural licuado. También se muestra el precio del gas en Henry Hub en dólares nominales y en dólares constantes de 2018. En este escenario de referencia las exportaciones netas se multiplican por tres y los Estados Unidos estarían exportando 22.300 mmpcd en 2050, la mayor parte en forma de gas natural licuado (70,4%). Ese último año el precio de referencia apenas habría llegado a 3,69 dólares de 2018. En otras palabras, el futuro del gas natural en los Estados Unidos está marcado por las exportaciones y los precios bajos.

Cuadro 21
Estados Unidos: escenarios de producción, consumo y precio de gas natural, 2020-2050
(Gpcd y dólares de 2020 por millón de Btu)

Rubro	2020	2030	2040	2050
	Oferta alta de petróleo y gas natural			
Producción	92,7	118,8	134,7	146,6
Consumo	84,1	95,9	104,7	114,9
Precio	2,07	2,68	2,71	2,66
	Oferta baja de petróleo y gas natural			
Producción	92,7	85,9	81,3	81
Consumo	84,1	71,6	71,2	72,4
Precio	2,07	5,04	5,93	6,53
	Precio del petróleo alto			
Producción	92,7	109,9	126,9	137,1
Consumo	84,1	86,9	96,2	105,9
Precio	2,06	4,69	6,96	9,78
	Precio del petróleo bajo			
Producción	92,6	94	99,8	108,6
Consumo	84,1	79,5	84,3	91,6
Precio	2,06	3,4	3,53	3,65
	Crecimiento económico alto			
Producción	92,7	105,8	115,5	128,1
Consumo	84,1	88,1	97,2	109,6
Precio	2,06	3,43	3,7	4,06
	Crecimiento económico bajo			
Producción	92,6	101,2	105,4	111,9
Consumo	84,1	82	84,6	89,7
Precio	2,07	3,28	3,45	3,41
	Precio alto de las energías renovables			
Producción	92,6	104,6	112,4	123,3
Consumo	84,1	86,7	93,8	104,1
Precio	2,07	3,42	3,66	3,95
	Precio bajo de las energías renovables			
Producción	92,7	101,6	106,4	111,9
Consumo	84,1	82,6	85,7	90,0
Precio	2,07	3,21	3,43	3,42

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Administración de Información Energética de los Estados Unidos, "Annual Energy Outlook 2021" [en línea] https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_side.php.

Cuadro 22
Estados Unidos: exportaciones y precio de gas en 2020-2050, escenario de referencia
(En miles de millones de pies cúbicos diarios)

Rubro	2020	2030	2040	2050	TMCA 2019-2050 <i>(en porcentajes)</i>
Producción	95,29	108,25	116,19	123,28	0,9
Exportaciones netas	7,32	21,16	21,99	22,30	3,8
Gasoducto	1,12	5,42	6,22	6,56	6,1
Gas natural licuado	6,21	15,74	15,78	15,74	3,2
Consumo	85,16	86,42	93,40	99,99	0,5
Precio en Henry Hub <i>(en dls/mmBtu)</i>					
Dólares constantes de 2019	2,44	3,29	3,44	3,69	1,4
Dólares nominales	2,49	4,26	5,56	7,54	3,8

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de Administración de Información Energética de los Estados Unidos, "Annual Energy Outlook 2021" [en línea] https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_side.php.

Las exportaciones por gasoducto a México irían en ascenso, de tal suerte que pasarían de 5.656 a 8.403 mmpcd (véase el cuadro 23). La EIA considera entonces que las exportaciones hacia México continuarán creciendo independientemente de la política mexicana de autosuficiencia. Los escenarios de baja importación elaborados por el CENAGAS coinciden, grosso modo, con las estimaciones de la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos sobre las ventas de gas al sur de la frontera.

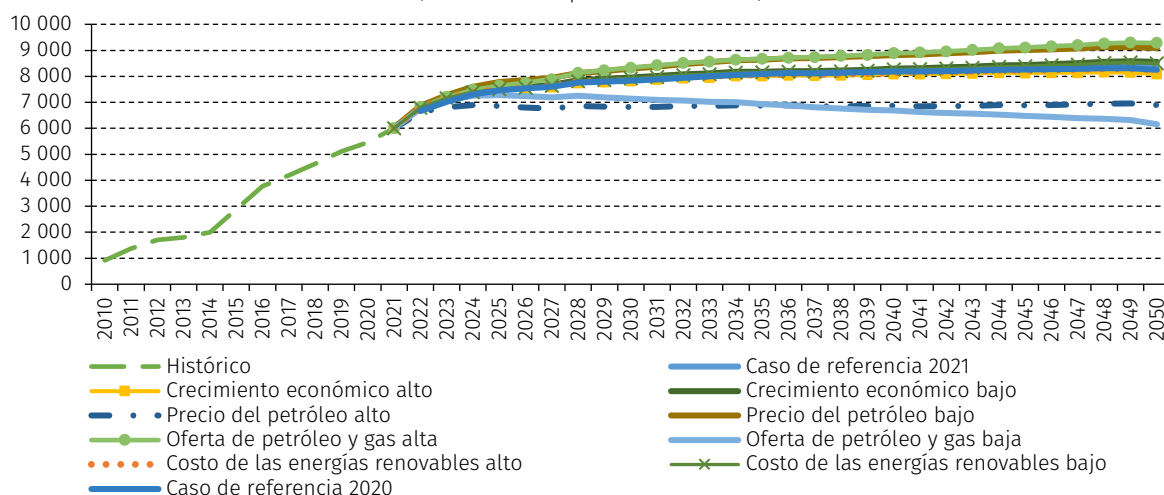
Cuadro 23
Estados Unidos: comercio de gas natural de este país con Canadá y México, escenario de referencia
(En millones de pies cúbicos diarios)

Rubro	2020	2030	2040	2050
Importaciones	7 096	5 924	5 620	5 132
Por gasoducto del Canadá	6 919	5 713	5 410	4 922
Por gasoducto de México	0	0	0	0
Gas natural licuado	177	211	211	211
Exportaciones	14 412	24 247	25 052	25 415
Por gasoducto al Canadá	2 416	2 859	3 029	3 245
Por gasoducto a México	5 656	7 896	8 223	8 403
Gas natural licuado	6 340	13 493	13 800	13 767
Exportaciones netas	-7 317	-18 324	-19 432	-20 283
Canadá	4 503	2 854	2 380	1 676
México	-5 656	-7 896	-8 223	-8 403
Gas natural licuado	-6 163	-13 282	-13 589	-13 556

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de Administración de Información Energética de los Estados Unidos, "Annual Energy Outlook 2021" [en línea] https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_side.php.

En el gráfico 28 se presentan 10 escenarios de exportación de gas natural a México vía gasoducto que toman en cuenta la evolución del consumo en los Estados Unidos, el crecimiento de la economía en ese país, la abundancia de la producción y del excedente exportable, el remplazo del gas por fuentes renovables en la generación de electricidad, así como los precios relativos del petróleo, gas natural y gas natural licuado en el mercado interno y en el mercado internacional. Considerando los diferentes escenarios, las exportaciones de gas hacia México estarían entre 6,8 y 8,3 Gpcd en 2030. Ese rango queda por debajo del intervalo de importaciones (entre 6 y 12 Gpcd) que resulta de los escenarios críticos del CENAGAS.

Gráfico 28
México: escenarios de exportación de gas natural al país por gasoducto, según la US-EIA
(En millones de pies cúbicos diarios)

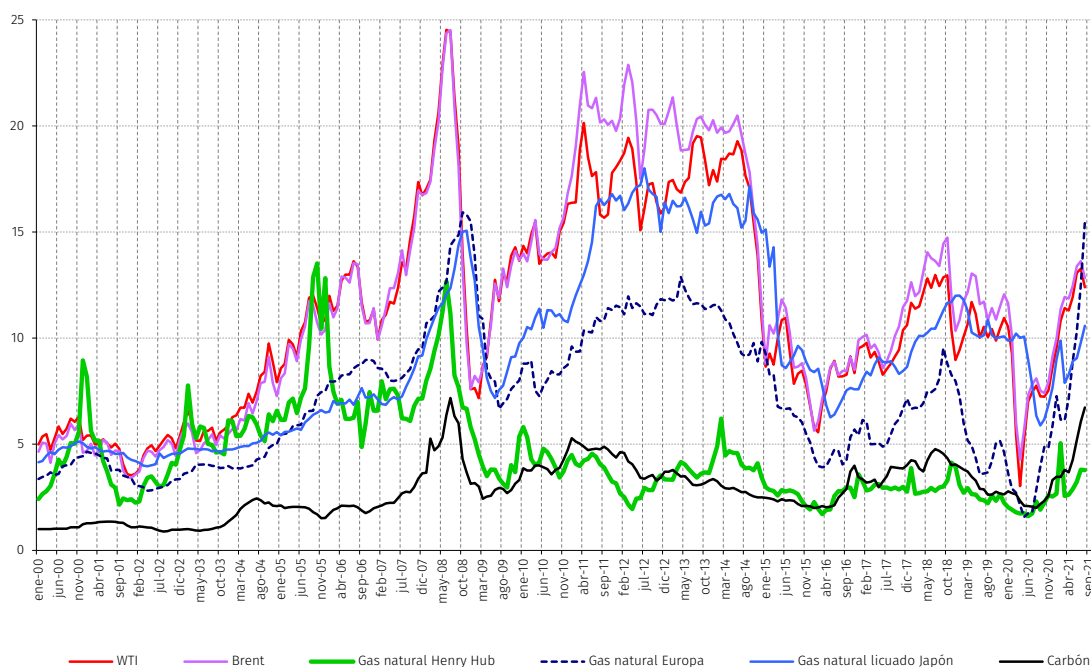


Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la Administración de información Energética de los Estados Unidos (US-EIA) "EIA expects natural gas production and exports to continue increasing in most scenarios" (2020) [en línea] <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42875>.

D. Suministro de gas natural a Centroamérica y el Caribe

Durante la última década del siglo XX, conforme los países centroamericanos avanzaban en su proyecto de interconexión eléctrica regional y los países vecinos (México y Colombia) empezaban a crear mercados de gas natural, gobiernos, empresas, organizaciones y analistas vislumbraron la posibilidad de aprovechar la cercanía y disponibilidad para instalar gasoductos que llevarían el combustible al istmo centroamericano (CEPAL, 1999). Se pensaba que los precios bajos (véase el gráfico 29), así como las ventajas tecnológicas del gas natural, en especial las altas eficiencias de las centrales de ciclo combinado y las reducidas emisiones de GEI), tendrían un impacto positivo en el naciente mercado eléctrico regional centroamericano (MER) y en el crecimiento económico de la región. A su vez, la cercanía de las terminales en Texas, Luisiana y Trinidad y Tabago despertó el interés de los países caribeños por el gas natural licuado. Las grandes reservas venezolanas añadían certeza al suministro de gas en el largo plazo.

Gráfico 29
Mundo: comparación de precios internacionales del gas natural, carbón y diésel
(En dólares/mmMBtu)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información del Banco Mundial, "World Bank Commodity Price Data" [en línea] <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>, y Administración de Información Energética de los Estados Unidos (US-EIA) "Natural Gas: Overview" [en línea] <https://www.eia.gov/naturalgas/>.

La primera barrera que enfrentaron los países en su objetivo de acceder al gas natural licuado fue la demanda poco significativa a la vista de las compañías potencialmente suministradoras. La recuperación de costos y la obtención de utilidades requerían proyectos de talla importante, anclados por grandes consumidores que en la región solo se podía encontrar en la generación de electricidad. En aquel entonces los proyectos eran viables a partir de una capacidad de 300 MW instalados en puertos caribeños.

En el caso del suministro por gasoducto la mejor opción para los países del norte de Centroamérica (PNAC), es decir, para El Salvador, Guatemala y Honduras era el suministro desde México, aun cuando esa opción empezaba a ser rentable a partir del suministro a una

central con capacidad de 600 MW. Por esa razón, se propusieron proyectos regionales que destinarían una parte de la electricidad generada al mercado del país en donde construirían la central y el resto se canalizaría al mercado eléctrico regional (MER) de los países miembros del Sistema de la Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

Dos décadas han pasado y las perspectivas han mejorado notablemente. La dinámica del gas en los Estados Unidos facilita los proyectos de abastecimiento en la cuenca del Caribe. El mercado regional de gas natural licuado ha incrementado el número y frecuencia de los embarques, al tiempo que el tamaño de los buques metaneros se ha reducido. Las terminales flotantes y otras formas de almacenamiento posibilitan esquemas más flexibles y menos costosos, así como la creación de mercados minoristas a partir de centros de distribución acoplados a las grandes instalaciones de importación. Ahora la iniciativa de traer gas natural surge no solo de los gobiernos, sino también de las empresas eléctricas privadas que comenzaron a implantarse en la región desde finales del siglo pasado. La crisis sanitaria por COVID-19 y los fenómenos meteorológicos mayores¹⁰⁰ no han desalentado los proyectos de importación de gas natural.

1. Los países centroamericanos

El istmo centroamericano alberga siete países (Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá), seis de los cuales tienen costas y puertos en el mar Caribe. La población del conjunto alcanza 51 millones de habitantes, con un ingreso por habitante promedio de 4.000 dólares. Todos los estados de esta subregión entran en el rango de países con índice de desarrollo humano medio-bajo y medio-alto con diferencias significativas entre ellos, que en materia energética se manifiestan en altos niveles de consumo por habitante de energías modernas (electricidad e hidrocarburos) en los países con mayor poder de compra (véase el cuadro 24).

Cuadro 24
Centroamérica: población, PIB y consumo final de energía 2019

	Población (en miles de habitantes)	PIB por habitante (en dólares de 2010 por habitante)	Consumo de energía por habitante		Índice de Desarrollo Humano
			Primaria (bep/hab)	Modernas (bep/hab)	
Total	50 011	4 320	1,545	2,798	
Belice	390	4 246	1,215	5,501	0,716
Costa Rica	5 048	10 170	0,726	5,051	0,810
El Salvador	6 454	3 580	0,194	3,118	0,673
Guatemala	17 581	3 178	2,891	2,229	0,663
Honduras	9 746	2 244	1,177	1,872	0,634
Nicaragua	6 546	1 778	1,186	1,573	0,660
Panamá	4 246	11 902	0,431	5,760	0,815

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) CEPALSTAT [base de datos en línea] <https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/index.html?lang=es> y Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), "Sistemas de Información Energética" [en línea] <https://www.olade.org/sistemas-de-informacion-energetica/>.

¹⁰⁰ A finales de 2020 los huracanes ETA y IOTA ocasionaron profundos daños en Guatemala, Honduras, Nicaragua y el sudeste de México.

En todos los países la generación de energía eléctrica se realiza mayoritariamente con energías renovables convencionales, concretamente hidroelectricidad y cogeneración con residuos de biomasa agroindustrial. En los últimos años es notorio el desarrollo de energías renovables no convencionales, en especial la solar fotovoltaica, la eólica y el biogás. Cinco de los siete países cuentan con aprovechamiento geotermoeléctricos y El Salvador es reconocido como país pionero en el uso de esa tecnología en el mundo. La cogeneración en ingenios azucareros y la energía eólica también contribuyen a satisfacer las necesidades energéticas de las economías centroamericanas. En Costa Rica el despacho eléctrico se ha llegado a realizar casi exclusivamente con energía renovable, al tiempo que el proceso de descarbonización de la economía avanza a grandes pasos, con énfasis en la electromovilidad y otras modalidades de transporte sostenible.

Hacia finales de la década de 1980, las energías renovables habían conseguido una importante participación en el consumo de energía, aun cuando ese avance se revirtió, tal vez por los bajos precios de los derivados del petróleo observados en la década de 1990 y la visión cortoplacista que privó durante los procesos de reformas de mercado y privatización de la generación de electricidad. Otro notable impulso fueron las leyes específicas para el desarrollo de las fuentes renovables de energía y las medidas adoptadas para enfrentar los efectos de la escalada del precio del petróleo entre 2003 y 2014. No obstante, el gran aporte de las energías renovables no fue suficiente y algunos países tuvieron que apoyarse en el carbón, energético contaminante, pero de bajo costo. La producción carboeléctrica sigue siendo significativa en Guatemala y Panamá. En aras de la sostenibilidad, cinco de los siete países centroamericanos promueven proyectos de generación de electricidad con gas natural. Al tercer trimestre de 2021 la situación es la siguiente¹⁰¹:

- Panamá inició importaciones de gas natural en 2018, poniendo en operación comercial una importante termoeléctrica (381 MW) en la provincia de Colon y su respectiva terminal de almacenamiento¹⁰², que cuenta con las facilidades necesarias para carga y distribución a través ISO contenedores¹⁰³, camión cisterna, barcos pequeños y futuros gasoductos. Esas facilidades permitirán la penetración del gas en el transporte y la industria con extensión a los países vecinos. Notas de prensa indican que este tipo de ventas iniciaron en 2020. Hacia el futuro se espera desarrollar un gran centro regional de gas natural, un *hub*, con capacidad para abastecer a los barcos que transitan por el Canal (*bunkering* gas natural licuado). Se estima que la demanda de ese energético para el transporte marítimo aumente debido a las restricciones ambientales hasta representar una cifra significativa del mercado global de combustibles marinos. También se espera la reconversión a gas de las termoeléctricas que usan bunker o diésel, la construcción de modernas centrales de ciclo combinado (441 MW en 2024 y 670 MW en 2028)¹⁰⁴, así como la instalación de parques industriales y el desarrollo de transporte público y privado que aprovechen el gas natural.

¹⁰¹ Información obtenida de boletines oficiales y notas de prensa.

¹⁰² La Corporación AES y Grupo Inversiones Bahía, inauguró una termoeléctrica en la ciudad de Colon (381 MW), y su terminal de regasificación y almacenamiento AES Costa Norte, en la provincia de Colón, con una capacidad de 18.000 m³.

¹⁰³ Los contenedores criogénicos son fabricados con aislamiento de capas múltiples para minimizar pérdidas y maximizar la capacidad.

¹⁰⁴ La empresa Shanghai Gorgeous Group instalará en isla Margarita una planta de generación 441 MW con instalaciones de regasificación y almacenamiento. Una tercera termoeléctrica a gas natural, de 670 MW, se tiene contemplada en la Isla Telfers, provincia de Colón.

- En Nicaragua y El Salvador está prevista la entrada en operación de dos proyectos de generación eléctrica con base en gas natural, con una capacidad de 300 y 378 MW, respectivamente¹⁰⁵.
- En Guatemala se descubrió un reservorio de gas condensado en el norte del país (municipio La Libertad, Petén)¹⁰⁶, y el hidrocarburo extraído se está aprovechando para producir electricidad a pequeña escala (2 MW en 2020) y alimentar a industrias por medio de ISO-contenedores (2021). a partir de 2016 el país recibe energía eléctrica producida con gas natural en una central instalada en el norte de México (120 MW); la ampliación de la interconexión entre ambos países hizo posible la llegada del suministro¹⁰⁷.
- Honduras incluirá tecnologías a gas natural en futuras licitaciones para la contratación de nueva capacidad de generación eléctrica. El plan de expansión del sistema eléctrico considera la posible instalación de centrales de ciclo combinado totalizando alrededor de 1000 MW en el período 2024-2030. Por razones de diversa índole las licitaciones en referencia se han pospuesto.
- Costa Rica tiene una sólida agenda de energía renovable y desarrollo verde con la meta de alcanzar la neutralidad de carbono en 2050. Recientemente las autoridades costarricenses decidieron posponer indefinidamente la construcción de un gran proyecto hidroeléctrico para no alterar los ecosistemas. El gas natural se plantea como una opción para acompañar la transición energética en el mediano plazo.

2. Los países y territorios del Caribe

El Caribe comprende 13 estados independientes (Antigua y Barbuda, Barbados, Cuba, Dominica, Granada, Haití, Jamaica, Las Bahamas, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y las Granadinas, Santa Lucía y Trinidad y Tabago) y cuatro grupos territorios insulares: Aruba, Curazao y Saint Maarten (Países Bajos), Islas Vírgenes y Puerto Rico (Estados Unidos), Guadalupe y Martinica (Francia), Caimán, Islas Vírgenes Británicas y Montserrat (Reino Unido).

En su conjunto tienen una población de 42,4 millones de habitantes, con un ingreso por habitante promedio de 5.733 dólares (2019). En su mayor parte los estados de esta subregión entran en el rango de países con índice de desarrollo humano (IDH) medio; sin embargo, dos clasifican con IDH alto (Barbados y Trinidad y Tabago) y uno con IDH bajo (Haití). En este grupo de países y territorios, al igual que en Centroamérica, se observan diferencias significativas, que en materia energética se manifiestan por ejemplo en los niveles de consumo de energías modernas y energías tradicionales (véase el cuadro 25). El 76% de la población en la región se concentra en Cuba, Haití y República Dominicana, que cuentan con alrededor de 12 millones de habitantes cada uno; el 18% habita en Puerto Rico, Jamaica y Trinidad y Tabago, con poblaciones de entre 1,5 y 4 millones de habitantes. El 6% restante se encuentra en ocho estados y cuatro grupos insulares.

¹⁰⁵ En El Salvador la empresa Energía del Pacífico inaugurará una termoeléctrica de 378 MW y su respectiva Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) en el puerto de Acajutla a principios de 2022. En Nicaragua New Fortress Energy construye en Puerto Sandino una termoeléctrica de 300 MW con su respectiva FSRU que podría entrar en operación a fines de 2022.

¹⁰⁶ La empresa City Petén, subsidiaria de la estadounidense Ford Resources anunció el descubrimiento de gas natural en 2013.

¹⁰⁷ A finales de 2012 fue asignado un contrato en Guatemala a una planta termoeléctrica que sería instalada en el Estado mexicano de Nuevo León, cerca de la ciudad de Monterrey. El suministro de gas natural proviene de Estados Unidos. La energía producida se trasiega por la red eléctrica de México hasta la subestación Tapachula (Chiapas, México), donde se conecta con la línea de interconexión con Guatemala. El proyecto fue desarrollado por la empresa Electricidad del Caribe y empezaría a operar en 2016 (CEPAL, 2013).

Cuadro 25
El Caribe: población, PIB y consumo final de energía, 2019

	Población (en miles de habitantes)	PIB por habitante (en dólares de 2010/hab)	Consumo de energía por habitante		Índice de desarrollo humano
			Primaria (bep/hab)	Modernas (bep/hab)	
Total	41 916	6 022	2,943	5,375	
Total (sin Trinidad y Tabago)	40 521	5 690	0,777	2,956	
Antigua y Barbuda	97	15 445	nd	nd	0,778
Bahamas	389	28 355	nd	nd	0,814
Barbados	287	15 908	0,548	10,952	0,814
Cuba	11 333	6 805	0,744	3,309	0,783
Dominica	72	6 911	nd	nd	0,742
Granada	112	9 226	0,438	5,506	0,779
Haití	11 263	1 279	1,054	0,538	0,510
Jamaica	2 948	4 874	0,499	6,364	0,734
Puerto Rico	2 933	nd	nd	nd	nd
República Dominicana	10 739	8 002	0,609	3,945	0,756
Saint Kitts y Nevis	53	17 166	nd	nd	0,779
San Vicente y las Granadinas	111	6 863	nd	nd	0,738
Santa Lucía	183	9 416	nd	nd	0,759
Trinidad y Tabago	1 395	14 964	59,896	68,972	0,796

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), CEPALSTAT [base de datos en línea] <https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/index.html?lang=es> y Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), "Sistemas de Información Energética" [en línea] <https://www.olade.org/sistemas-de-informacion-energetica/>.

Nota: Los cálculos por habitante regionales están elaborados sobre la base de los países de que si se dispone de información.

Trinidad y Tabago posee reservas significativas de gas natural. La producción se destina principalmente a la generación de electricidad y a la exportación en forma de gas natural licuado. República Dominicana, Jamaica y Puerto Rico importan el producto fundamentalmente para producir electricidad. Barbados cuenta con una pequeña producción que complementa con importaciones. Cuba produce gas asociado y que se utiliza en la refinación. Algunos datos relevantes sobre el emergente mercado de gas natural del Caribe son los siguientes:

- Puerto Rico importa gas natural licuado desde 2000 por conducto de la terminal Peñuelas que cuenta con capacidad de almacenamiento de 160.000 m³ y que alimenta una central de ciclo combinado de 500 MW. Existen planes de expansión, que incluyen la construcción de un pequeño gasoducto (Gomes, 2017).
- La República Dominicana importa gas natural licuado a partir de 2003. Cuenta con un terminal terrestre de recepción, regasificación y almacenamiento de 160.000 m³ ubicada cerca de la ciudad de Santo Domingo, que está asociada a una central de ciclo combinado de 319 MW de la empresa AES Andrés. Posteriormente se agregó un gasoducto 34 km para suministrar gas a una termoeléctrica de 320 MW reconfigurada para el uso de ese combustible y se desarrolló un canal de distribución para atender clientes industriales y transportistas. Actualmente hay más de 70 industrias y 15.000 automóviles que utilizan gas natural. Como resultado de este esfuerzo el país ha disminuido el peso de la factura petrolera y la emisión de GEI (ABD, 2020). En 2019 se firmaron contratos para la construcción de un segundo tanque de almacenamiento

y un gasoducto de 50 km que permitiría continuar con la conversión de termoeléctricas (cinco plantas con una capacidad total de alrededor de 900 MW) que actualmente operan con derivados del petróleo (ABD, 2020). Ese avance se vio ensombrecido por la contratación de un importante proyecto carboeléctrico justificado para frenar el alza de las tarifas de electricidad¹⁰⁸.

- Jamaica inicio importaciones de gas natural licuado en 2016. En noviembre de 2015 la Empresa de Servicios Públicos de Jamaica (JPS) firmó un acuerdo¹⁰⁹ para suministrar gas a una termoeléctrica de 120 MW. La infraestructura se completó e inició operaciones hacia finales de 2016. La central se localiza en Bogue, cerca de Montego Bay, y hasta antes de su conversión operaba con diésel. El volumen de consumo y la ubicación fueron determinantes para la construcción de una terminal tipo *bullet*, con tanques de almacenamiento de 7.000 m³, que permiten recibir buques pequeños (ABD, 2020). Una subsidiaria de JPS habría iniciado la construcción de una termoeléctrica (190 MW, Old Harbor, cerca de Kingston), que operaría con una unidad de almacenamiento flotante, que además de la producción de electricidad serviría a usuarios industriales (Gomes, 2017).
- Haití, que se encuentra entre los países más poblados del Caribe y presenta los índices de desarrollo más bajos de la región, padece de numerosas carencias en el sector energético en general y en el subsector eléctrico en particular, sobre todo en la infraestructura de transmisión y distribución. Las propuestas de recuperación de este subsector incluyen la construcción de una terminal de importación de gas natural licuado para producción de electricidad. Dentro de las soluciones temporales ha empezado a recibir de República Dominicana ISO contenedores de gas natural que se utilizan para producción de electricidad en un parque industrial.

3. México como suministrador de gas natural para Centroamérica y el Caribe

El primer programa regional de cooperación en materia de hidrocarburos (conocido como Acuerdo de San José), suscrito en 1980 por México y la República Bolivariana de Venezuela, estaba dedicado a los países de estas dos subregiones y permitió el suministro de significativos volúmenes de petróleo y sus derivados durante alrededor de dos décadas. El cierre de las principales refinerías en los países de estas dos subregiones, así como los procesos de liberalización y retiro del Estado en las actividades de importación de hidrocarburos, llevó a la reducción de operaciones dentro de este esquema de cooperación.

Desde finales del siglo XX, México y la República Bolivariana de Venezuela empezaron a discrepar en sus políticas de cooperación en materia de hidrocarburos con los países vecinos. En 2004 el segundo país lanzó la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América, que incluyó un esquema de suministro favorable de petróleo, que fue aprovechado por varios países de la subregión. Por su parte, entre 2005 y 2009, México promovió el Programa de Integración Energética Mesoamericana, que además de petróleo (refinación) contemplaba iniciativas regionales en electricidad, fuentes renovables y gas natural.

Respecto a este último tema se estudiaron opciones de suministro por mar y tierra. La mejor opción fue el gas natural licuado, al haber ganado competitividad frente a la opción terrestre. Se identificaron los mejores sitios para la instalación de terminales (BID, 2007). Se continuaron algunos avances en aspectos del fortalecimiento institucional regional y la

¹⁰⁸ La Central Termoeléctrica Punta Catalina, también conocida como Hatillo, inició operaciones a mediados de 2019 con una capacidad de 752 MW.

¹⁰⁹ El acuerdo fue suscrito con New Fortress Energy, una subsidiaria del grupo de inversiones Fortaleza de los Estados Unidos.

discusión de un marco para la regulación regional del gas natural (dentro de la iniciativa regional conocida como Proyecto Mesoamérica). Los principales avances fueron llevados en forma individual por Panamá, El Salvador y Nicaragua, como ya se ha mencionado.

La crisis migratoria que aqueja la región a partir de 2019 y que involucra a los Estados Unidos, México, El Salvador, Guatemala y Honduras, han dado origen a diversas propuestas para el desarrollo integral de los países del norte de Centroamérica, que incluyen la dimensión energética¹¹⁰. Desde hace más de dos décadas existe un acuerdo entre México y Guatemala en materia de comercio y transporte de gas natural, al cual se sumó El Salvador y Honduras. Aun cuando en las condiciones actuales y previsibles México podría jugar un papel como proveedor de gas natural licuado. En el largo plazo podrían retomarse las negociaciones de un posible suministro vía gasoducto, una vez que comiencen los preparativos para extender la red de gasoductos hacia Salina Cruz y Tapachula en los estados de Oaxaca y Chiapas.

4. Los Estados Unidos, máximo proveedor regional de gas natural

Como se desprende del capítulo III de este documento y de lo expuesto en este apartado, los Estados Unidos se han convertido en suministrador regional de gas natural licuado, llegando incluso al Brasil, Chile y la Argentina (véanse el cuadro 26 y el gráfico 30). En mayo de 2013 el Presidente Barak Obama asistió a una cumbre con jefes de Estado y de gobierno del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), así como a una reunión con empresarios de esa subregión. La seguridad y la integración energéticas fueron temas destacados. Destacó la actitud positiva del mandatario estadounidense para autorizar la exportación de gas natural licuado hacia Centroamérica¹¹¹. Las exportaciones en referencia habrían sido autorizadas en forma expedita (véanse el cuadro 26 y el gráfico 30).

Cuadro 26
Estados Unidos: exportaciones de gas natural a México, Colombia, Centroamérica y el Caribe, 2010-2020
(En millones de pies cúbicos)

Año	México	República Dominicana	Panamá	Haití	Bahamas	Barbados	Jamaica	Colombia
2010	333 251	0	0	0	0	0	0	0
2011	498 657	0	0	0	0	0	0	0
2012	619 802	0	0	0	0	0	0	0
2013	658 368	0	0	0	0	0	0	0
2014	728 513	0	0	0	0	0	0	0
2015	1 054 271	0	0	0	0	0	0	0
2016	1 404 775	2 945	0	0	0	100	0	0
2017	1 670 454	8 691	0	0	2	200	0	0
2018	1 870 765	5 835	6 786	0	137	174	1 303	5 101
2019	2 008 700	10 334	10 221	42	156	211	13 892	6 518
2020	2 025 217	26 050	12 764	118	257	241	17 052	4 626

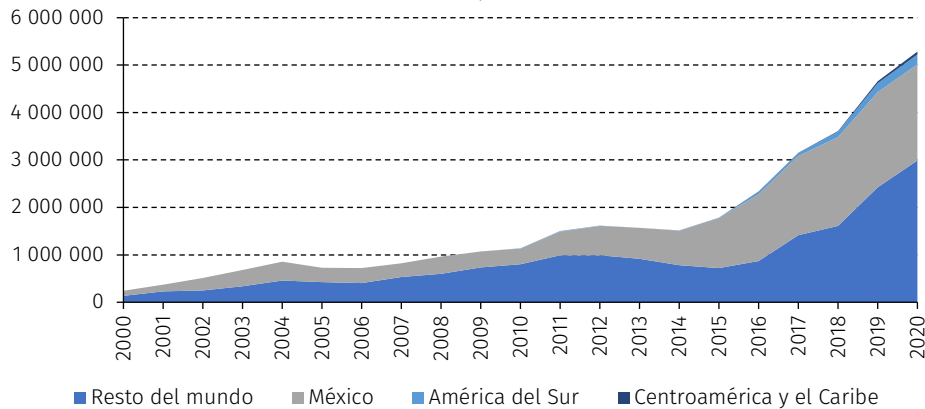
Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Administración de Información Energética de los Estados Unidos (US-EIA), "U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country" 2021 [en línea] https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_a.htm.

Nota: Se incluye a Colombia, país que tiene costas en el Mar Caribe. No se incluye a Puerto Rico, Estado libre asociado de los Estados Unidos.

¹¹⁰ El Plan de Desarrollo Integral para El Salvador, Guatemala, Honduras y el sureste mexicano fue preparado por la CEPAL y el sistema de agencias, fondos y programas de las Naciones Unidas. Fue aprobado en forma preliminar por los cuatro países involucrados a inicios de 2020. La crisis sanitaria por COVID-19 ha postergado su lanzamiento y la estrategia para ponerlo en marcha.

¹¹¹ El Presidente de los Estados Unidos participó en el Foro Centroamérica de empresarios de la región, realizado en la sede del Instituto Centroamericano de Administración de Empresas el 6 de mayo de 2013. De acuerdo con notas de prensa, al finalizar el foro expresó: "Yo como presidente necesito tomar la decisión de si vamos a exportar gas natural licuado. No he tomado esa decisión y naturalmente una vez que la tome pondré detenimiento en Centroamérica en particular y en Latinoamérica en general" (La Nación, 2013).

Gráfico 30
Estados Unidos: exportaciones de gas natural, 2000-2020
 (En millones de pies cúbicos)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (US-EIA) [en línea] <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9132mx2m.htm>.

5. Reflexiones sobre los mercados de gas natural de Centroamérica y el Caribe

Luego de más de dos décadas de buenos propósitos, declaraciones solidarias, incontables conferencias y reuniones, informes y documentos, los países centroamericanos y caribeños han empezado a recibir grandes suministros de gas natural de los Estados Unidos, que se han complementado con importaciones de gas natural provenientes principalmente de Trinidad y Tabago. El tamaño de los mercados, la geografía y la historia reciente de cooperación y complementación energética colocan a Centroamérica y el Caribe muy por debajo del volumen de intercambios entre México y los Estados Unidos. A pesar de las transformaciones en las tecnologías de comercialización y distribución permiten avizorar un desarrollo muy dinámico del mercado del gas natural en ambas subregiones, que sin duda jugará un papel muy importante en la transición energética durante las próximas décadas. En el mapa 3 se muestran las principales instalaciones y rutas en operación, así como los principales proyectos en construcción o definición avanzada.

La economía del gas natural en América del Norte —abundancia a precios bajos— ha enriquecido el abanico de oportunidades para Centroamérica y el Caribe. Los desarrollos en México refuerzan ese optimismo, por la eventual multiplicación de las opciones de suministro de gas natural licuado desde las costas mexicanas (Puerto Libertad, Guaymas, Topolobampo y Salina Cruz). De igual modo, el gasoducto proyectado de Salina Cruz a Tapachula pone el gas natural a las puertas de Guatemala hacia el final de la presente década. Tales proyectos siguen en fase de diseño, pero la carta centroamericana podría contribuir a elevar las rentabilidades económica y social de los mismos. Lo anterior lleva a reflexionar sobre la necesidad de replantear la política energética de México hacia sus vecinos de Centroamérica y el Caribe.

Dos parecen ser los ejes rectores sobre los cuales se podría plantear esta nueva política: por una parte, el papel de México como reexportador de gas natural para coadyuvar a la transición energética de los países de Centroamérica y el Caribe y, por el otro, el gas natural como elemento dinamizador del plan de desarrollo integral para El Salvador, Guatemala, Honduras y el sureste mexicano. La transición energética en Cuba y la República Bolivariana de Venezuela, sin grandes avances por el momento, podría cambiar positivamente el panorama del mercado del gas natural en la región. En suma, la mayoría de los países de Centroamérica y el Caribe desean iniciar o aumentar su consumo de gas natural para aprovechar las ventajas de este energético antes de su remplazo definitivo por energías alternativas a los combustibles fósiles. Cada país enfrenta situaciones particulares y retos específicos y dispone de diversas opciones; no existe una solución única para todos.

Mapa 3

Centroamérica y el Caribe: principales puertos de importación y rutas de comercio de gas natural, 2021



Fuente: Elaboración propia.

Nota: bep= barriles equivalentes de petróleo.

V. Conclusiones y reflexiones finales

El gas natural desempeña un papel relevante en México. Es el energético más utilizado, sobre todo en la generación de electricidad. La economía mexicana se ha vuelto intensiva en el uso de ese combustible y su consumo está altamente correlacionado con el crecimiento. Por su importancia alcanzada en la canasta energética y las circunstancias de las otras fuentes de energía, el gas supera al petróleo en importancia estratégica y es el que más preocupa en términos de seguridad energética. Después de analizar la industria y el mercado de ese combustible en el país, conviene extraer conclusiones sobre las implicaciones de la nueva política de autosuficiencia, seguridad y soberanía, en conexión con la transición energética y la integración comercial con los países vecinos. De la investigación realizada también se vislumbran posibles cursos de acción para consolidar el avance conseguido y perfeccionar el aprovechamiento de ese recurso natural al desarrollo sostenible del país, sin olvidar que en algún momento habrá que reemplazarlo por energías de menor impacto ambiental.

En los últimos 20 años el gas natural se desarrolló muy rápidamente y ha desplazado al petróleo como la energía más consumida en México. Ese avance no ha sido equilibrado. El incremento de la demanda proviene casi en su totalidad de la industria eléctrica y la mayoría del gas comercializable es importado. Los récords de importación se suceden unos a otros. El suministro externo proviene casi en su totalidad de un solo país: los Estados Unidos, sobre todo del estado de Texas. La producción carece del dinamismo de la demanda y disminuye a partir de 2010 por falta de inversión, madurez avanzada de los yacimientos productores de gas asociado y el desperdicio en los campos de producción. Para México ha sido más sencillo y práctico comprar el gas del otro lado de la frontera, barato y abundante, que esforzarse en revertir la declinación. Ese esquema de abastecimiento ha permitido reducir los costos de generación eléctrica y las emisiones de gases de efecto invernadero. Ahora preocupa la elevada dependencia de un solo país, el peso del gas en la generación de electricidad y el lugar de ese combustible en el balance energético.

El modelo de abastecimiento basado en la importación de gas estadounidense se puso a prueba en febrero de 2021, cuando un vórtice polar en el sur de los Estados Unidos elevó el precio del gas de uno a tres dígitos y las autoridades de Texas ordenaron privilegiar el abasto interno antes que las ventas a otros mercados. En México la escasez de gas causó cortes de electricidad en el norte y centro del país y una abultada factura de combustible para la CFE. El fenómeno climático precipitó la materialización de los riesgos y la visibilidad de las consecuencias de una dependencia externa tan elevada.

En el futuro se presentan diversas alternativas. Independientemente del camino a elegir existen problemas que requieren atención inmediata: el venteo y las emisiones fugitivas de metano; la quema en los campos de producción; la contaminación del gas con nitrógeno, así como la regulación paralizante que dificulta llevar el gas del pozo al mercado y el régimen fiscal que no distingue entre gas asociado y no asociado y desalienta la producción. También demandan atención urgente la insuficiente capacidad de almacenamiento; la excesiva capacidad de transporte de gas contratada por CFE durante la pasada administración, la escasez de gas y líquidos de gas en el sureste del país que obliga a Pemex a detener unidades de procesos, los cuellos de botella y la falta de interconexión de los sistemas de transporte¹¹². México carece de un plan emergente de gas natural.

El Gobierno de México desea seguir impulsando el consumo de gas natural por sus ventajas, técnicas, económicas y ambientales. Esa posibilidad divide opiniones. El hecho es que existe potencial para el crecimiento del gas en todos los sectores a corto y largo plazo, así como infraestructura pública y privada para llevarlo a la mayor parte del país. Las regiones que aún no lo tienen desean conectarse a la red para utilizarlo como vector de desarrollo. Llevar gas a las regiones que aún no lo tienen requiere de la intervención decidida del Estado, puesto que el mercado difícilmente podría hacerlo visto el modesto consumo potencial en esas regiones. Por su parte, la industria del gas natural se mantiene activa, con proyectos de gasoductos, estaciones de compresión, redes de distribución y proyectos de exportación.

La propia dinámica del mercado impulsa el crecimiento de la demanda. El bajo precio del gas natural —entre energéticos y entre regiones— es un poderoso estímulo al consumo, sobre todo cuando prevalece la idea entre especialistas de que esa ventaja se mantendrá a mediano plazo e incluso en horizontes más lejanos. Autoimponerse límites al consumo sin haber incorporado en el producto el costo de su seguridad y haber implementado medidas para garantizarla podría tener un alto costo económico y social.

Dejar de producir gas natural por razones de calentamiento global y cambio climático no es una opción debatida en el país. Tácitamente se acepta la idea de que si México cuenta con un mineral valioso no se debe dejar pasar la oportunidad de aprovecharlo para crecer, aunque genere grandes volúmenes de GEI. En esa lógica habría que crear suficientes sumideros de carbón y aprovechar las fuentes de energía limpia para conseguir la neutralidad carbono, antes que dejar en el subsuelo el importante patrimonio gasífero del país. El aprovechamiento del gas natural se justifica no solo como energético sino también por el alto valor de sus líquidos en la petroquímica.

Seguir utilizando gas para expandir la capacidad de generación eléctrica es objeto de debate. Es riesgoso depender de una sola fuente de energía para producir ese fluido vital base fundamental de la economía y el bienestar social. Un parque diversificado de centrales es más confiable. Si se deja de lado esa consideración, la disyuntiva de política energética consiste entonces en continuar con el modelo de suministro basado en gas estadounidense o cambiar a un esquema distinto. Esa última iniciativa no estaría exenta de consecuencias porque los Estados Unidos no dejarían de

¹¹² También se requiere fortalecer el Sistrangas y revisar las tarifas para cubrir todos los costos.

reaccionar ante la pérdida de su principal mercado de exportación. México es el segundo mercado más gran del mundo en importación de gas por gasoducto.

La primera opción —el gas estadounidense—tiene la ventaja de ofrecer una perspectiva de abundancia y precios bajos hasta por lo menos 2050, a juzgar por las estimaciones de la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos. Abona a esa opción la idea de que ese país sería un suministrador confiable. La menor disponibilidad de gas para México en 2000 y 2021 habrían sido producto de situaciones excepcionales de corta duración y libres de intencionalidad política y, en cualquier caso, se hubieran podido resolver si México hubiera contado con suficiente capacidad de almacenamiento, tarea que sigue sin realizarse¹¹³. Los operadores mexicanos tampoco tenían contratadas coberturas para protegerse de la volatilidad de precios.

En otras palabras, el riesgo geopolítico asociado al suministro de gas proveniente de los Estados Unidos sería bajo o inexistente. Crear una situación de escasez con fines políticos iría en contra de los intereses de su propia industria petrolera. No obstante, el principio de precaución aconseja explorar medidas para alcanzar niveles más confortables de seguridad energética. Tal vez sea necesario negociar un tratado para que ese país le dé a México un trato de consumidor nacional y le garantice el suministro¹¹⁴, o por lo menos un acuerdo binacional con protocolos y salvaguardias que regirán la reducción de entregas en caso de emergencias o fuerza mayor.

Hasta ahora la complementación y la integración energética entre ambos países ha funcionado con mutuo beneficio: los productores de gas allende el río Bravo han encontrado salida a sus excedentes y los consumidores mexicanos se ha beneficiado de precios de gas competitivos. Quizá lo que podría perturbar ese equilibrio sería el crecimiento de la demanda en aquel país y sus exportaciones de gas natural licuado, dos procesos en curso que podrían afectar la competitividad de las manufacturas mexicanas por el aumento en el precio del gas y la electricidad¹¹⁵.

Para contrarrestar el peso de las importaciones sin frenar el aumento en el consumo no hay otra opción que elevar la oferta de gas nacional. No sería una tarea sencilla. Las perspectivas para un aumento de la producción de gas convencional son limitadas. Las reservas probadas son exiguas y las reservas totales modestas. Los recursos convencionales son cuantiosos pero su aprovechamiento se dificulta por su baja rentabilidad frente al petróleo y la competitividad del gas estadounidense. En el Plan de negocios 2021-2024, Pemex contempla solo dos proyectos de gas no asociado a desarrollar mediante contratos de servicios operativos¹¹⁶, que no han logrado atraer el interés del sector privado.

Para revertir la caída de la producción de gas convencional se requiere una amplia batería de instrumentos y mecanismos legales, regulatorios y fiscales que alienten la inversión pública y privada. Incluso se podría pensar en no cobrar regalías sobre la producción de gas con la condición de que el energético se canalice al mercado nacional; el sacrificio fiscal sería

¹¹³ Se requiere una capacidad de almacenamiento de por lo menos dos semanas.

¹¹⁴ Algunos analistas sugieren negociar el libre tránsito del gas estadounidense hacia puertos mexicanos en el océano Pacífico para su exportación al Lejano Oriente en forma de GNL a cambio de que las autoridades estadounidenses no ordenen interrumpir o restringir el flujo de gas hacia México. Hasta ahora, y de acuerdo con notas de prensa el gobierno mexicano ha condicionado el permiso de exportación a que la empresa solicitante le ayude a resolver el problema de la excesiva capacidad de transporte de gas contratada durante la pasada administración. Véase [en línea] <https://www.bnamericas.com/es/noticias/amlo-evalua-exportar-gas-ante-exceso-de-oferta>.

¹¹⁵ Un aumento en el precio de gas en Henry Hub afectaría más a México que a los Estados Unidos, por lo menos a corto y mediano plazo, puesto que ese país cuenta con una matriz energética dominada por carbón y energía nuclear para crear electricidad y, en todo caso, más diversificada que la canasta mexicana.

¹¹⁶ Pemex los denomina contratos de servicios integrales de exploración y extracción.

el costo de contar con mejores niveles de seguridad energética. Una regulación menos restrictiva facilitaría llevar el gas de los campos de producción a los lugares de consumo.

Pemex podría dar prioridad al objetivo volumétrico pero ese criterio podría llevar al desarrollo de proyectos de escasa o nula rentabilidad o completamente antieconómicos. Podría incluso acudir a los Estados Unidos a producir gas para exportar a México toda o una parte de su producción, lo que sería compatible en el concepto de autosuficiencia de la actúa administración¹¹⁷. Para romper la lógica de la menor rentabilidad del gas frente al petróleo, el Gobierno de México podría crear una empresa pública específica para la exploración y producción de gas natural, como en su momento hicieron Gran Bretaña, la Federación de Rusia, Qatar y otros países. Las perspectivas de la oferta de gas no convencional son notoriamente más limitadas.

La política energética actual se propone alcanzar la autosuficiencia en gas natural pero las restricciones hacen poco factible conseguir ese objetivo. Por autosuficiencia se entiende que Pemex produzca todo el gas que demanda el país, sin recurrir al *fracking* ni incursionar en aguas profundas, sin otorgar contratos petroleros ni realizar asociaciones de Pemex con otras petroleras, ni elevar el endeudamiento público. Alcanzar la autosuficiencia es importante para la presente administración, pero no a cualquier precio. Otra restricción es la astringencia de fondos para invertir en gas, ya que la disponibilidad de recursos públicos se orienta a los proyectos de petróleo crudo y al pago del servicio de la voluminosa deuda de la empresa productiva del Estado.

En esas condiciones es más factible que las importaciones provenientes de los Estados Unidos sigan creciendo por su disponibilidad y bajo precio. Juega a favor de esa posibilidad la existencia de una amplia capacidad de ductos de internación y transporte recientemente construida y funcionando, así como la presencia de múltiples operadores privados con plena libertad para expandir el negocio. Es tarea urgente para las autoridades identificar, dimensionar y jerarquizar los efectos de los factores internos y externos que pueden constituirse en riesgos y amenazas sobre la seguridad energética.

La autosuficiencia no es una condición indispensable para garantizar la seguridad energética. Es posible alcanzar niveles confortables aún con un alto contenido de importaciones. Lo fundamental es que el flujo externo esté diversificado entre países proveedores, compañías importadoras y puntos de entrada al país. La diversificación de fuentes de suministro internas también es importante. Serán necesarias medidas legislativas y regulatorias específicas para atender esta preocupación. El precio del gas al consumidor final deberá reflejar además del precio de la molécula y los costos de transporte, almacenamiento y distribución el costo de prevenir los riesgos en el suministro. Otro elemento indispensable es el almacenamiento estratégico y operativo en distintos puntos del país.

En el plano de la legislación y la regulación el sistema energético debe contar con capacidad de anticipación y respuesta ante condiciones críticas. Es necesario analizar los riesgos y consecuencias a los que el país está expuesto. Para cada caso existe una gama de soluciones cuyo costo deben agregarse, fundamentado en políticas públicas, bajo un marco legal y regulatorio claro con medidas eficientes, ágiles y transparentes. A mayor preparación menor es el riesgo de desabasto o duración. El costo beneficio disminuye con la diversificación de los eslabones en las cadenas de valor. Si se toman las medidas adecuadas llegará un punto en que los riesgos se hayan disipado y se podrá prescindir de algunos mecanismos de mitigación que pocas veces o nunca se utilizaron.

¹¹⁷ La autosuficiencia fue uno de los argumentos que utilizó el gobierno para justificar la compra de la refinería de Deer Park en Texas por parte de Pemex, que ya poseía el 49% de participación.

La demanda de gas ha estado acompañada por un rápido desarrollo de infraestructura para conectarse al sistema estadounidense y bajar el gas hacia el centro y sureste del país. Hoy muestra debilidades por la concentración del abasto alrededor de la fuente de menor costo. La volatilidad del precio de referencia en Texas se repercute en los consumidores y, en casos extremos, sobre el funcionamiento del país. Para evitar un eventual golpe del costo de importación se requiere de planeación, estrategias, políticas públicas, modernización de las cadenas de valor y versatilidad en el consumo de energéticos.

La industria del gas natural en México es joven, aún está en desarrollo su infraestructura y su interacción con la economía y el sistema energético. La relevancia de tomar medidas preventivas aumenta a medida que el suministro se concentra en un solo país. Es fundamental mejorar las sinergias entre instalaciones e infraestructuras de importación, transporte y almacenamiento. Conviene apoyarse en plantas fijas y móviles para la licuefacción y regasificación. El CENAGAS podría realizar los estudios y coordinar las medidas. A la par, Pemex y la CFE podrían invertir en otros países en la cadena de valor, incluyendo la explotación de yacimientos, la licuefacción, los buques y la diversificación de los mercados.

El gas natural como vector de la transición energética tiene limitaciones. A pesar de estar reemplazando al petróleo desde hace 20 años, juntos representan el 85% del consumo primario de energía en México. Esa dependencia tan elevada en hidrocarburos fósiles dificulta la transición hacia un sistema energético con menor huella de carbono. El gas barato y abundante importado de los Estados Unidos tiene el mismo efecto. Aunque es menos contaminante que el carbón y el petróleo, el gas requiere de tecnologías que permitan un aprovechamiento sostenible. Del otro lado de la balanza hay que tomar en cuenta que el gas es la mejor opción para proporcionar electricidad firme, confiable y económica, que dé soporte a la electromovilidad, reto mayor que la transición energética en el país¹¹⁸.

México necesita ir necesariamente hacia mayores niveles de aprovechamiento de las energías renovables y reducir con el tiempo el consumo de gas natural para dejar solo las centrales los ciclos combinados, la cogeneración y el abastecimiento de la industria petroquímica. Conforme se vaya fortaleciendo las energías renovables disminuiría el aumento la dependencia de gas natural hasta alcanzar niveles de consumo mínimos a muy largo plazo. La viabilidad de esa trayectoria dependerá del esfuerzo que se haga para impulsar la producción de gas durante la fase de transición.

En la frontera sur se abren nuevas ventanas de oportunidad. Por una parte, el mapa de suministro y comercialización del gas natural en los países centroamericanos y caribeños ha cambiado en los últimos años. Cuatro países centroamericanos y cinco estados caribeños se han incorporado o lo harán en el muy corto plazo al naciente mercado de gas natural licuado. Por otra parte, el nivel de gasificación de México sigue siendo bajo o inexistente en los estados del sur y sureste del país. Ambos fenómenos son una señal para reflexionar sobre la conveniencia de ajustar la estrategia de gasificación para llenar ese vacío y al mismo tiempo posicionar a México como participante en los mercados de Centroamérica y El Caribe.

Este estudio constituye una primera aproximación a la problemática del gas natural en México. Serán necesario estudios que analicen de manera integral el papel de esa fuente de energía en la política energética considerando tres aristas: la macroeconómica, la sectorial y la microeconómica. La primera deberá focalizar en la balanza comercial, el balance fiscal, la deuda pública y la inversión; la segunda en la producción, la infraestructura y el modelo de gestión; y la tercera en el financiamiento de la inversión, la tecnología, la gobernanza corporativa, así como la transparencia y la rendición de cuentas. La política de gas natural no se limita al ámbito energético, es un componente de la política industrial y comercial del país.

¹¹⁸ El transporte es el sector que más energía consume en el país y casi toda en forma de gasolina, diésel y turbosina.

Ante todo, se requiere una visión integral sistémica. Es fundamental definir hasta dónde y hasta cuando México quiere llegar con el gas natural. Un enfoque de abajo hacia arriba, de la demanda a la oferta, sería indispensable para establecer cuánta energía se necesita durante un período determinado, para luego comparar esa necesidad con el presupuesto carbono de acuerdo con los compromisos de México en el Acuerdo de París. A partir de ahí se podrían definir estrategias de descarbonización y los volúmenes de gas que se requieren, especialmente en la industria eléctrica. Al contrastar lo que se quiere lograr con las políticas públicas en aplicación sería posible detectar los ajustes requeridos para lograr la meta. Solo profundizando el análisis será posible visualizar las ventajas y desventajas de posibles cursos de acción que consoliden el avance conseguido y perfeccionen la aportación del gas natural al desarrollo sostenible del país.

Bibliografía

- Alcaraz, C. y S. Villalvazo (2016), "The effect of natural gas shortages on the mexican economy", *Documentos de Investigación* 2016-10, Banco de México [en línea] <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988317302001>.
- ABD (Americas Business Dialogue) (2020), "The role of natural gas in the Latin American energy transition", Fourth Energy and Climate Partnership of the Americas (ECPA) Ministerial Meeting, Montego Bay [en línea] <https://ecpamericas.org/wp-content/uploads/2020/12/ABD-ECPA-Natural-Gas.pdf>.
- Arroyo, A. y A. Perdriel (2015), "Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe. Experiencias generales y tendencias en la Argentina, el Brasil, Colombia y México", *Serie Recursos Naturales e Infraestructura*, N° 169 (LC/L.3948) [en línea] <https://www.cepal.org/es/publicaciones/37629-gobernanza-gas-natural-convencional-desarrollo-sostenible-america-latina-caribe>.
- Arceo, N. M. (2018), "Las modificaciones tarifarias en la cadena del gas natural en Argentina", *Apuntes del CENES* [en línea] <http://www.scielo.org.co/pdf/cenes/v37n66/0120-3053-cenes-37-66-169.pdf/>.
- ASEA (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente de México) (2018), "Sistema de reguladores del sector energético: garantía de certeza regulatoria de largo plazo", comunicado del 16 de febrero [en línea] <https://bit.ly/3mOaGAD>.
- Avalos, M. (2020), "Gas Natural: Elemento indispensable para la soberanía energética, Global Energy", 15 de mayo [en línea] <https://globalenergy.mx/noticias-especiales/columnas/gas-natural-elemento-indispensable-para-la-soberania-energetica/>.
- Banco Mundial (2021), World Bank Commodity Price Data [base de datos en línea] <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>.
- BID (Banco Interamericano de Desarrollo) (2007), *Estudio para definir una estrategia de introducción del gas natural en Centroamérica*, Informe preparado por Price Waterhouse Coopers y Freyre y Asociados.
- Blackmon, D. (2021), "Biden's 'Infrastructure' Bill Signals A Death Sentence For Natural Gas", 5 de abril [en línea] <http://www.goarbo.com/press/bidens-infrastructure-bill-signals-a-death-sentence-for-natural-gas>.

- BP P.L.C. (2020a), *Statistical Review of World Energy 2020* [en línea] <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>.
- _____(2020b), *Energy Outlook. 2020 Edition* [en línea] <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf>.
- Cáceres, P. (2021), “¿Hemos llegado al comienzo del fin del petróleo sin darnos cuenta?”, *El Agora diario del agua*, 20 de abril [en línea] <https://www.elagoradiario.com/coronavirus/hemos-llegado-al-comienzo-del-fin-del-petroleo-sin-darnos-cuenta/>.
- Cámara de Diputados LXIV Legislatura (2019), *Plan Nacional de Desarrollo, Gaceta Parlamentaria*, N° 5266-XVIII [en línea] <http://gaceta.diputados.gob.mx/PDF/64/2019/abr/20190430-XVIII-1.pdf>.
- Campollo, F. (s/f), “Claves para entender el sector de la energía cuando termine la pandemia”, *KPMG Tendencias* [en línea] <https://www.tendencias.kpmg.es/2020/05/claves-sector-energia-despues-covid-19/>.
- Cavaliere, V. (2021), “Why some Texas residents are ending up with \$5,000 electric bills after the winter storms”, *Insider*, 21 de febrero [en línea] <https://www.vox.com/2021/2/20/22292926/texas-high-electric-bills-winter-storm-grid/>.
- CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) (2021), “Cenace informa sobre las interrupciones del servicio eléctrico a usuarios y el restablecimiento en el norte del país por frente frío No. 35” [en línea] <https://www.gob.mx/cenace/prensa/cenace-informa-sobre-las-interrupciones-del-servicio-electrico-a-usuarios-y-el-restablecimiento-en-el-norte-del-pais-por-frente-frio-no-35-265388?idiom=es>.
- CEPE (Comisión Económica para Europa) (2019), “How natural gas can support the uptake of renewable energy”, *ECE energy series*, N° 66, Ginebra [en línea] <https://unece.org/sustainable-energy/publications/how-natural-gas-can-support-uptake-renewable-energy>.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2021), “Reunión virtual de expertos sobre soberanía energética, cambio climático y transición energética: el caso del gas natural en México” (LC/MEX/SEM.264/1), México, 21 de septiembre de 2021.
- _____(1999), *Gasoducto regional México-Istmo Centroamericano: resumen del estudio de factibilidad* (LC/MEX/R.642/E).
- CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos) (2021), “Proceso de cuantificación y certificación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2021”, Dirección General de Reservas [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/631694/2021.04.20._II.1_Presentacion_ODG_Reservas_al_1-ene-2021.pdf.
- _____(2020a), *Prospectiva de la producción nacional de gas natural* [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/488400/Prospectiva_Produccion_Nacional_Gas_Natural__2_.pdf.
- _____(2020b), Reporte de prospectiva de producción 2020-1. Nota Metodología para la Estimación de la Prospectiva [en línea] <https://hidrocarburos.gob.mx/media/3350/2020-03-25-nota-metodol%C3%B3gica-prospectiva-2020-2027.pdf>.
- _____(2020c), “Análisis de reservas de hidrocarburos 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2020” [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/570071/II.1_Reservas_al_1-ene-2020._vf_VP_web-CNH.pdf.
- _____(2019a), “México cuenta con recursos prospectivos de hidrocarburos por 112.9 miles de millones de barriles” [en línea] <https://epmex.org/news/2019/11/18/mexico-cuenta-con-recursos-prospectivos-de-hidrocarburos-por-112-9-miles-de-millones-de-barriles/>.
- _____(2019b), “Pronóstico de producción de petróleo y gas asociado a planes de desarrollo”, [en línea] cnh.gob.mx.
- _____(2019c), “Programa de cesión de contratos, Resultados finales” [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/481403/Programa_de_Cesi_n_de_Contratos._Resultados_Finales_y_Aviso.pdf.
- _____(2019d), “Prospectiva de la producción nacional de gas natural” [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/488400/Prospectiva_Produccion_Nacional_Gas_Natural__2_.pdf.

- _____ (2019e), “Recursos prospectivos de México: área perdida, cordilleras mexicanas y cuenca salina, aguas profundas del golfo de México” [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/517230/Libro_de_Recursos_Prospectivos-Perdido-Cordilleras-Salina.pdf.
- _____ (2019f), “Seguimiento a asignaciones y contratos petroleros a agosto 2019” [en línea] <https://www.gob.mx/cnh/documentos/12-sesion-ordinaria-del-organo-de-gobierno-cnh-2019?idiom=es>.
- _____ (2019g), “Resultados y perspectivas de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos” [www.gob.mx > uploads > attachment > file.pdf](http://www.gob.mx/uploads/attachment/file.pdf).
- _____ (2018), “El sector del gas natural, algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional” [en línea] <https://www.gob.mx/cnh/es/documentos/el-sector-del-gas-natural-algunas-propuestas-para-el-desarrollo-de-la-industria-nacional?state=published>.
- _____ (2015), *Atlas geológico de recursos no convencionales (lutita gas/aceite)* [en línea] https://hidrocarburos.gob.mx/media/3095/atlas_geologico_no_convencionales_v3.pdf.
- Contreras, B. (2014), “Competencia y regulación en el sector energético mexicano”, presentación en el Seminario La Nueva Ley Federal de Competencia Económica: Propósito y Herramientas, Nuevas Facultades y Procedimientos, Facultad Libre de Derecho de Monterrey, 10 de noviembre, Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) [en línea] https://www.cofece.mx/wp-content/uploads/2017/11/competencia-y_regulacion_sectorenergetico_101114.pdf.
- Cruz, N. (2018), “Cancelan Rondas 3.2 y 3.3 para exploración y explotación de hidrocarburos”, *El Universal*, 11 de diciembre [en línea] <https://www.eluniversal.com.mx/cartera/economia/cancelan-rondas-32-y-33-para-exploracion-y-explotacion-de-hidrocarburos>.
- DTTL (Deloitte Touche Tohmatsu Limited) (2019), *Gas natural en México, oportunidades para su uso industrial y vehicular* [en línea] <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/mx/Documents/finance/2019/Gas-Natural-en-Mexico.pdf>.
- De la Vega Navarro, Á. y J. Ramírez Villegas (2015), “El gas de lutitas (*shale gas*) en México. Recursos, explotación, usos, impactos”, *Economía UNAM*, vol. 12, N° 34 [en línea] http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1665-952X2015000100006.
- Dewar, A. y otros (2020), “Will US Natural Gas Lead the Recovery in Energy?”, *Boston Consulting Group*, 2 de julio [en línea] <https://www.bcg.com/publications/2020/will-us-natural-gas-lead-recovery-energy>.
- Di Sbroiavacca, N. y otros (2019), “Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina: aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles”, *Documento de Proyectos (LC/TS.2019/23)*, Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) [en línea] <https://www.cepal.org/es/publicaciones/44596-rol-perspectivas-gas-natural-la-transformacion-energetica-america-latina-aportes>.
- Eaton, C. y R. Elliott (2020), “Coronavirus threatens to hobble the U.S. shale-oil boom for years”, *Wall Street Journal*, 24 de mayo [en línea] <https://www.wsj.com/articles/coronavirus-threatens-to-hobble-the-u-s-shale-oil-boom-for-years-11590312601>.
- Englund, W., S. Mufson y D. Grandoni (2021), “Texas, the go-it-alone state, is rattled by the failure to keep the lights on”, *The Washington Post*, 18 de febrero [en línea] <https://www.washingtonpost.com/podcasts/daily-202-big-idea/texas-the-goitalone-state-is-rattled-by-the-failure-to-keep-the-lights-on/>.
- Escribano, G. (2020), “Energía y COVID-19 en América Latina: un impacto heterogéneo por sectores y países”, ARI 55/2020, Real Instituto Elcano, 27 de abril [en línea] http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/ari55-2020-escribano-energia-covid-19-america-latina-impacto-heterogeneo-sectores-paises.
- Espejo, S. (2020), “México anuncia un paquete de proyectos de infraestructura, incluidos de energía, para reactivar la economía”, *S&P Global*, 5 de octubre.
- Estrada, J. H. (2017), “La geopolítica del gas Natural, México bajo un escenario proteccionista en EUA: elementos de un debate”, Reunión de Expertos sobre Geopolítica y Seguridad Energética Reflexiones para México, Ciudad de México, 5 de abril.

- _____ (2013), *Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: reflexiones para Centroamérica* (LC/MEX/L.1120) [en línea] <https://www.cepal.org/es/publicaciones/27184-desarrollo-gas-lutita-shale-gas-su-impacto-mercado-energetico-reflexiones>.
- _____ (2012), “Perspectivas del *shale gas*, oportunidades y regulación”, *Foro de estrategias energéticas*, Museo Tecnológico de la Comisión Federal de Electricidad, 11 de julio.
- Expansión (2019), “Los Estados Unidos invertirán 632 mdp en gasoducto de Chiapas”, 8 de noviembre [en línea] <https://politica.expansion.mx/mexico/2019/11/08/eu-invertira-632-mdp-en-gasoducto-de-chiapas>.
- Falcon, R. y W. Rapaport (2021), “ERCOT says system was four minutes away from complete collapse during winter storms”, *Kxan*, 23 de febrero [en línea] <https://www.kxan.com/news/texas/4-non-texan-members-of-ercot-resign-after-mass-outages-during-winter-storms/>.
- FERC/NERC (Federal Energy Regulatory Commission/North American Electric Reliability Corporation) (2011), “Report on Outages and Curtailments During the Southwest Cold Weather Event of February 1-5, 2011” [en línea] <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/08-16-11-report.pdf>.
- Fletcher, S. (2021), “Lecciones de la crisis de Texas para adaptar el mundo al clima extremo”, *MIT Technology Review* [en línea] <https://www.technologyreview.es/s/13284/lecciones-de-la-crisis-de-texas-para-adaptar-el-mundo-al-clima-extremo>.
- Gobierno de México (2021), “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de Hidrocarburos”, *Diario Oficial de la Federación*, 4 de mayo de 2021 [en línea] http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5617453&fecha=04/05/2021.
- _____ (2019), *Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024*, Diario Oficial de la Federación [en línea] https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5565599&fecha=12/07/2019.
- Gomes, I. y M. Lambert (2017), The potential market for LNG in the Caribbean and Central America, *The Oxford Institute for Energy Studies* [en línea] <https://doi.org/10.26889/9781784670986>.
- Gonzales, L. (2021a), “FERC’s proposed natural gas price index changes draw mixed reaction”, *Natural Gas Intelligence* [en línea] <https://www.naturalgasintel.com/fercs-proposed-natural-gas-price-index-changes-draw-mixed-reaction/>.
- _____ (2021b), “Natural gas prices hit historic \$999/MMBtu high as unrivaled cold strains supply, fuels record demand”, *Natural Gas Intelligence*, 16 de febrero [en línea] <https://www.naturalgasintel.com/natural-gas-prices-hit-historic-999-mmbtu-high-as-unrivaled-cold-strains-supply-fuels-record-demand/>.
- IEA (International Energy Agency) (2020a), “Global Energy Review 2020, The impacts of the COVID-19 crisis on global energy demand and CO₂ emissions”, abril de 2020 [en línea] <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>.
- _____ (2020b), “The global oil industry is experiencing a shock like no other in its history”, 1 de abril [en línea] <https://www.iea.org/articles/the-global-oil-industry-is-experiencing-shock-like-no-other-in-its-history>.
- _____ (2020c), “Gas 2020 Analysing the impact of the COVID-19 pandemic on global natural gas markets” [en línea] <https://www.iea.org/reports/gas-2020>.
- _____ (2018), “Energy security. Ensuring the uninterrupted availability of energy sources at an affordable Price” [en línea] <https://www.iea.org/areas-of-work/energy-security>.
- _____ (2017a), “Energy Policies Beyond IEA Countries: Mexico 2017” [en línea] <https://www.iea.org/reports/energy-policies-beyond-iea-countries-mexico-2017>.
- _____ (2017b), *Mexico Energy Outlook 2016* [en línea] <https://www.iea.org/reports/mexico-energy-outlook-2016>.
- Lajous Vargas, A. (2021), “Seguridad energética: el caso del gas natural”, conferencia en el Centro ITAM de Energía y Recursos Naturales [en línea] <https://www.youtube.com/watch?v=CPVmKSK5wRM>.
- _____ (2013), “Dilema del suministro de gas natural en México”, *Serie Estudios y Perspectivas*, N° 142 (LC/L.3607; LC/MEX/L.1097), Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) [en línea] <https://www.cepal.org/es/publicaciones/4927-dilema-suministro-gas-natural-mexico>.

- La Nación* (2013), "Gobierno de Laura Chinchilla solicitará a Barack Obama trato favorable para comprar gas natural", San José, Costa Rica [en línea] <https://www.nacion.com/archivo/gobierno-de-laura-chinchilla-solicitar-a-barack-obama-trato-favorable-para-comprar-gas-natural/5BVXZXB6FHLDEIL65YSHOTIUQ/story/>.
- Lenton, C. (2021), "U.S. natural gas exports to Mexico beating expectations as Pemex production growth fizzles", *Natural Gas Intelligence* [en línea] <https://www.naturalgasintel.com/u-s-natural-gas-exports-to-mexico-beating-expectations-as-pemex-production-growth-fizzles/>.
- López Obrador, A. M. (2020), "Memorandum de Andrés Manuel López Obrador, Presidente de México, a servidores públicos e integrantes de los órganos reguladores energéticos", Palacio Nacional, 22 de julio [en línea] <https://energiahoj.com/wp-content/uploads/2020/08/MEMORA%CC%81NDUM-2020.pdf>.
- _____. (2019), "Carta del Presidente", Cámara de Diputados LXIV Legislatura, *Plan Nacional de Desarrollo, Gaceta Parlamentaria*, N° 5266-XVIII [en línea] <http://gaceta.diputados.gob.mx/PDF/64/2019/abr/20190430-XVIII-1.pdf>.
- Madero, D. (2020), "El momento oportuno del gas natural en México", *Energía Hoy* [en línea] <https://energiahoj.com/2020/04/17/el-momento-oportuno-del-gas-natural-en-mexico/>.
- Mariano, E. (2020), "Ola de quiebras en industria shale oil de los Estados Unidos", *Energy and Commerce*, 27 de mayo de 2020 [en línea] <https://energyandcommerce.com.mx/ola-de-quiebras-en-industria-shale-oil-de-eu/>.
- McLaughlin, T. y S. Kelly (2021), "Why a predictable cold snap crippled the Texas power grid?", *Reuters*, 20 de febrero [en línea] <https://www.reuters.com/article/us-usa-weather-texas-power-insight-idUSKBN2AL00N>.
- Montemayor, R. (2019), "Gas natural, llave para la soberanía energética" [en línea] https://clusterenergiachiapas.mx/wp-content/uploads/2019/07/GasNaturalelFuturodeMexico_2019.pdf.
- NGI (Natural Gas Intelligence) (s/f), "Waha Daily Natural Gas Price Snapshot" [en línea] <https://www.naturalgasintel.com/data-snapshot/daily-gpi/WTXWAHA/>.
- Office of the Texas Governor (2021), Governor Abbott Gives Update on State Response to Severe Winter Weather, Power Outages, comunicado de prensa, 17 de febrero de 2021 [en línea] <https://gov.texas.gov/es/news/post/governor-abbott-gives-update-on-state-response-to-severe-winter-weather-power-outages>.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2021), "Sistemas de Información Energética" [en línea] <https://www.olade.org/sistemas-de-informacion-energetica/>.
- OSH (Operador del Sistema de Honduras) (2019), *Plan Indicativo de Expansión de la Generación del Sistema Interconectado Nacional*, Tegucigalpa, Honduras.
- Pech, R. (2020), "¿Dónde quedó el gas natural en México?", *Newsweek México* [en línea] <https://newsweekespanol.com/2020/05/opinion-donde-quedo-gas-natural-mexico/>.
- Pechman, C. y E. J. Nethercutt (2021), "Regulatory questions engendered by the Texas Energy Crisis of 2021", *Practical perspectives on critical policy issues*, National Regulatory Research Institute (NRRI) [en línea] <https://pubs.naruc.org/pub/2AF1F2F3-155D-0A36-3107-99FCBC9A701C>.
- PEMEX (Petróleos Mexicanos) (s/f), Base de Datos Institucional [base de datos en línea] <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas>.
- Penney, V. (2021), "How Texas' Power Generation Failed During the Storm", *Charts, New York Times*, 19 de febrero de 2021 [en línea] <https://www.nytimes.com/interactive/2021/02/19/climate/texas-storm-power-generation-charts.html>.
- Reuters* (2020), "IEnova quiere construir otra terminal de gas natural licuado en México", *Expansión*, 21 de agosto [en línea] <https://expansion.mx/empresas/2020/08/21/ienova-quiere-construir-otra-terminal-de-gas-natural-licuado-en-mexico>.
- _____. (2000), "Sempra to go ahead with Mexico's Costa Azul LNG export" [en línea] <https://www.reuters.com/article/sempra-lng-costa-azul/sempra-to-go-ahead-with-mexicos-costa-azul-lng-export-idUSL4N2I32HD>.

- Robinson, J. (2020), “Waha-to-Henry Hub spread narrows as West Texas, US markets face divergent fortunes”, *S&P Global Platts* [en línea] <https://www.spglobal.com/platts/es/market-insights/latest-news/natural-gas/120820-waha-to-henry-hub-spread-narrows-as-west-texas-us-markets-face-divergent-fortunes>.
- Rosemberg, E. (2019), “Can Fracking Survive at \$50 a Barrel?”, *Investopedia*, 25 de junio [en línea] <https://www.investopedia.com/articles/investing/072215/can-fracking-survive-60-barrel.asp>.
- Rodríguez-Padilla, V. (2018), “Seguridad energética, Análisis y evaluación del caso de México”, *Serie Estudios y Perspectivas*, N° 179 (LC/MEX/TS.2018/31), Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) [en línea] <https://www.cepal.org/es/publicaciones/44366-seguridad-energetica-analisis-evaluacion-caso-mexico>.
- SENER (Secretaría de Energía) (2021), “Prontuario estadístico” [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/619382/Prontuario_febrero_2021__accesibilidad_.pdf.
- _____ (2020a), “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033” [en línea] <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>.
- _____ (2020b), “Acuerdo por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética”, *Diario Oficial de la Federación* [en línea] <https://bit.ly/2HSTniM>.
- _____ (2020c), “Programa sectorial de energía 2020-2024”, *Diario Oficial de la Federación* [en línea] <https://bit.ly/38fj6gl>.
- _____ (2020d), “Plan Quinquenal de Expansión del Sistrangas 2020-2024” [en línea] <https://www.gob.mx/sener/es/articulos/plan-quinquenal-sistrangas-2020-2024-256590?idiom=es>.
- _____ (2020e), “Prontuario estadístico” [en línea] <https://www.gob.mx/sener/es/articulos/prontuario-estadistico-2020?idiom=es>.
- _____ (2018a), “Estatus de gasoductos” [en línea] (https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/338955/Estatus_de_gasoductos_junio_2018.pdf).
- _____ (2018b), “Prospectiva de gas natural 2018-2032” [en línea] <https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico>.
- _____ (2018c), “Libro blanco de la implementación de la reforma energética en materia de gas natural”, Ciudad de México.
- SENER/CENAGAS (Secretaría de Energía/Centro Nacional de Control del Gas Natural) (2020), “Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024 con visión a 15 años” [en línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/591600/2PQ_SISTRANGAS_2020_2024__05-11-2020_.pdf.
- Shields, D. (2020), “No hay política de gas natural”, *Energía a debate* [en línea] <https://www.energiaadebate.com/david-shields/no-hay-politica-de-gas-natural/>.
- SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público) (2020a), “Proyectos de infraestructura financiados por capital privado” [en línea] <https://www.proyectosmexico.gob.mx/inversion-en-infraestructura-a-traves-de-proyectos-financiados-con-capital-privado/>.
- _____ (2020b), “Gobierno de México firma acuerdo para la reactivación económica con el Consejo Coordinador Empresarial”, comunicado, 5 de octubre de 2020 [en línea] <https://www.gob.mx/shcp/prensa/comunicado-no-079-gobierno-de-mexico-firma-acuerdo-para-la-reactivacion-economica-con-el-consejo-coordinador-empresarial>.
- Silva, P. (2005), “Programa estratégico de gas”, *Academia Mexicana de Ingeniería* [en línea] <https://es.slideshare.net/AcademiaDeIngenieriaMx/programa-estrategico-de-gas-peg>.
- Sotomayor, D. S. (2020), “Dar y recibir: el dilema de las exportaciones de gas natural en México”, *Petróleo & Energía* [en línea] <https://petroleoenergia.com/dar-y-recibir-el-dilema-de-las-exportaciones-de-gas-natural-en-mexico/>.
- US-EIA (Administración de Información Energética de los Estados Unidos) (s/f), “Natural Gas: Overview” [en línea] <https://www.eia.gov/naturalgas/>.
- _____ (2021a), “Natural gas exports to Mexico established a new monthly record in June 2021” [en línea] <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=48836>.

- _____ (2021b), “Annual Energy Outlook 2021” [en línea] <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>.
- _____ (2021c), “Petroleum and other liquids - Spot Prices” [en línea] https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm.
- _____ (2021d), “U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country” [en línea] https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_a.htm.
- _____ (2020a), “Despite the U.S. becoming a net petroleum exporter, most regions are still net”, Importers, Today in Energy, 6 de febrero [en línea] <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42735>.
- _____ (2020b), “U.S. total energy exports exceed imports in 2019 for the first time in 67 years”, Today in Energy, 20 de abril, Energy & Commerce, 27 de mayo [en línea] <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=43395>.
- _____ (2020c), “U.S. natural gas exports to Mexico set to rise with completion of the Wahalajara system”, 6 de julio [en línea] <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=44278>.
- _____ (2020d), “U.S. natural gas production, consumption, and exports set new records in 2019”, Today in Energy, 5 de octubre [en línea] <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45377>.
- _____ (2020e), “U.S. natural gas exports to Mexico have increased in the first nine months of 2020”, Today in Energy, 22 de octubre [en línea] <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45576>.
- _____ (2020f), “U.S. natural gas production, consumption, and exports set new records in 2019”, Energy Today, October 5, 2020 [en línea] <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45377>.
- _____ (2020g), “In 2019, the U.S. imported \$13 billion of energy goods from Mexico, exported \$34 billion”, Today in Energy, 4 de noviembre [en línea] <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45756>.
- _____ (2020h), “International Energy Outlook 2020”, Washington, D.C. [en línea] <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=76-AEO2020&sourcekey=0>.
- _____ (2020i), “EIA expects natural gas production and exports to continue increasing in most scenarios” [en línea] <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42875>.
- _____ (2019a), “Annual energy outlook 2019”, Comunicado de prensa, 24 de enero [en línea] <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>.
- _____ (2019b), “Natural Gas Annual 2019”, Washington D. C. [en línea] <https://www.eia.gov/naturalgas/annual/>.
- US-ITC (Comisión de Comercio Internacional de los Estados Unidos) (2019), “U.S.-Mexico-Canada Trade Agreement: Likely Impact on the U.S. Economy and on Specific Industry Sectors”, Publication N° 4889, Investigation N° TPA 105-003, abril.
- Usla, H. (2021), “CFE pagó ‘al chas’ 65.000 mdp para evitar la penumbra por mega apagón en Texas”, *El Financiero*, 29 de julio [en línea] <https://www.elfinanciero.com.mx/economia/2021/07/29/cfe-pago-al-chas-chas-65-mil-mdp-para-evitar-la-penumbra-por-mega-apagon-en-texas/>.
- Vielma, L. (2021), “Necesita México una visión para el desarrollo del gas”, *Energía a Debate* [en línea] <https://www.energiaadebate.com/luis-vielma-lobo/necesita-mexico-una-vision-para-el-desarrollo-del-gas/>.
- Wallace, J. (2021), “Gov Abbott calls on ERCOT leaders to resign over power outages”, *Houston Chronicle*, 16 de febrero [en línea] <https://www.houstonchronicle.com/news/article/Gov-Abbott-calls-on-ERCOT-leaders-to-resign-over-15955602.php>.
- Yépez-García, A. y F. J. Anaya (2017), *La nueva opción energética gas natural para Centroamérica*, Washington, D.C., Banco Interamericano de Desarrollo (BID) [en línea] <https://publications.iadb.org/es/la-nueva-opcion-energetica-gas-natural-para-centroamerica>.
- _____ (2019), *Unveiling the Natural Gas Opportunity in the Caribbean*, Washington, D.C., Banco Interamericano de Desarrollo (BID), [en línea] <https://publications.iadb.org/en/unveiling-natural-gas-opportunity-caribbean>.

En este estudio se analiza la situación del gas natural en México, cuyo consumo ha crecido considerablemente en los últimos años hasta convertirse en el energético con mayor participación en el consumo primario de energía, principalmente a raíz de su mayor utilización en la generación de electricidad para sustituir al carbón mineral y al petróleo y sus derivados. La creciente demanda de gas natural ha sido satisfecha con mayores importaciones provenientes de los Estados Unidos, debido a los competitivos precios que ofrece dicho país. Sin embargo, ante una producción en declive de gas natural en México, este se ha tornado en un importador neto de gas natural. En ese contexto, en este estudio se examinan las tendencias y características de producción, consumo e importación y la política energética del Estado mexicano en torno del gas natural.