



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**El Almacenamiento de Gas Natural
como una fuente de desarrollo y
seguridad energética en México y el
Mundo**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Manuel Mendoza Priego

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Eduardo Dorantes Sevilla



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A Dios, por nunca soltarme y siempre estar a mi lado.

A Guadalupe Priego, mi madre, por ser mi apoyo incondicional desde el día uno. Lupita, gracias a ti he logrado cada uno de mis sueños, eres mi más grande motivación. Te admiro, te amo y te dedico cada uno de mis logros.

A Fermín Mendoza, mi padre, por ser un ejemplo de perseverancia y lucha. Gracias por brindarnos lo mejor y enseñarme que el cambio día a día nos mantendrá unidos.

A Narcisa Santos, mi abuelita, por ser el sostén emocional cuando más lo necesitábamos. Gracias por darme tanto amor, tuve una infancia muy feliz a tu lado.

A mi asesor, Ing. Eduardo Dorantes, por permitirme realizar este trabajo, brindándome su tiempo y conocimientos. Gracias por su apoyo y por ayudarme a crecer como profesionalista.

A mis amigos, Katya Barrera, Alejandro Martínez, Mariana Garrido, Jorge San Nicolás, Laura Molina, Carlos Serrano, Julio Cervantes, Damaris Romero, Giselle Rosas y Diana Ramírez, por compartir y recorrer este trayecto lleno de grandes momentos.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por darme formación universitaria y crear grandes recuerdos y experiencias.

Manuel Mendoza Priego

Índice

Objetivo	1
Introducción.....	1
Capítulo 1: Perspectiva del gas natural.....	3
¿Qué es el gas natural?	3
Cadena de valor del gas natural.....	6
<i>Upstream</i>	6
<i>Midstream</i>	7
<i>Downstream</i>	9
Energía primaria.....	10
Reservas de gas natural	13
Producción	15
Consumo.....	16
Quema y venteo.....	18
Precios del gas natural.....	19
Análisis del mercado de gas natural.....	20
Proyecciones del mercado de gas natural	22
Capítulo 2: Almacenamiento del gas natural a nivel mundial	24
Almacenamiento de gas natural	24
Objetivos del almacenamiento de gas natural.....	25
Tipos de almacenamiento de gas natural.....	26
Almacenamiento subterráneo	26
Yacimientos agotados.....	28
Cavernas salinas.....	28
Acuíferos	30
Gas Natural Licuado	32
Capacidad de almacenamiento de los gasoductos.....	33
Capacidad de almacenamiento a nivel mundial	34
Almacenamiento subterráneo	34
Capacidad de almacenamiento GNL	39
Capítulo 3: Perspectiva del gas natural en México.....	47
Marco regulatorio	47

<i>Upstream</i>	50
<i>Midstream</i>	50
<i>Downstream</i>	52
Producción de energía primaria en México	54
Consumo de energía en México	55
Provincias petroleras de México	56
Reservas	57
Producción de gas natural en México	60
Importaciones	61
Oferta	63
Infraestructura	65
Capítulo 4: Propuestas para el almacenamiento de gas natural en México	71
Propuestas de almacenamiento de gas natural	75
Propuestas de almacenamiento en Cavernas Salinas	75
Propuestas en yacimientos abandonados	77
Campo Jaf	77
Campo Brasil	79
Campo Saramako	80
Caso de Referencia	83
Costos del proyecto de almacenamiento de gas natural en México	87
Conclusiones	89
Bibliografía	91

Índice de Figuras

Figura 1. Clasificación del gas natural. Elaboración propia con datos de [1][2].	4
Figura 2. Procesamiento de Gas Natural. Elaboración propia con datos de [2].	5
Figura 3. Cadena de Valor del Gas Natural. Elaboración propia con datos de [2][7][8].	6
Figura 4. Segmento Upstream Elaboración propia con datos de [2][7][8].	7
Figura 5. Segmento Midstream. Elaboración propia con datos de [2][7][8].	8
Figura 6. Segmento Downstream. Elaboración propia con datos de [2][7][8].	9
Figura 7. Consumo de Energía Primaria 1990 – 2020. Elaboración propia con datos de [10][11].	10
Figura 8. Consumo de Energía Primaria por Combustible 2020. Elaboración propia con datos de [10].	11
Figura 9. Consumo de Energía por Combustible 2010, 2020 y proyección para el 2030. Elaboración propia con datos de [10][12].	12
Figura 10. Incremento en el Consumo de Combustibles Fósiles 2010 – 2020. Elaboración propia con datos de [10].	13
Figura 11. Distribución de Reservas 1P de Gas Natural por Regiones 2020.	14
Figura 12. Países con mayores Reservas 1P de Gas Natural 2020. Elaboración propia con datos de [10].	14
Figura 13. Distribución de Reservas 1P de Gas Natural por Países Elaboración propia con datos de [10].	15
Figura 14. Países con mayor Producción de Gas Natural 2020. Elaboración propia con datos de [10].	15
Figura 15. Distribución de Producción de Gas Natural 2020. Elaboración propia con datos de [10].	16
Figura 16. Países con mayor Consumo de Gas Natural 2020. Elaboración propia con datos de [10].	16
Figura 17. Consumo de Gas Natural 1995 – 2020. Elaboración propia con datos de [10].	17
Figura 18. Países con mayor quema de gas natural 2020. Elaboración propia con datos de [18].	18
Figura 19. Precio del Gas Natural 1990 – 2020. Elaboración propia con datos de [19][20].	20
Figura 20. Principales movimientos del Mercado de Gasoductos en el Mundo 2020 [Bcf/d]. Elaboración propia con datos de [10].	21
Figura 21. Principales movimientos del Mercado de GNL en el Mundo 2020 [Bcf]. Elaboración propia con datos de [10].	22
Figura 22. Pronóstico del Consumo de Gas Natural por Sector. Elaboración propia con datos de [12].	23
Figura 23. Objetivos del Almacenamiento de Gas Natural.	24

Figura 24. Tipos de Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural. Elaboración propia.....	26
Figura 25. Medidas volumétricas del Almacenamiento subterráneo de Gas. Elaborada con datos de [3][23].....	27
Figura 26. Diferencia de lecho salino y domo salino. Elaboración propia.	29
Figura 27. Proceso de lixiviación. Elaboración propia con datos de [25].....	30
Figura 28. Tanque de Almacenamiento de GNL. Elaboración propia con datos de [24]	32
Figura 29. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural por regiones 2018. Elaboración propia con datos de [27]	34
Figura 30. Capacidad de gas de trabajo por región 2018. Elaboración propia con datos de [27].....	35
Figura 31. Países con mayor capacidad de gas de trabajo. Elaboración propia con datos de [27].....	35
Figura 32. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural en Estados Unidos 2018. Elaboración propia con datos de [27][29]	36
Figura 33. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural en Europa 2018. Elaboración propia con datos de [27][29].	37
Figura 34. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural en Europa 2018. Elaboración propia con datos de [27].	38
Figura 35. Comparación de los países con mayor capacidad de almacenamiento vs los países con mayor PIB en 2018. Elaboración propia con datos de [27][29].	39
Figura 36. Cadena de Valor del Gas Natural Licuado. Elaboración propia con datos de [30]	40
Figura 37. Países con Mayor Capacidad de Licuefacción 2020. Elaboración propia con datos de [31].....	41
Figura 38. Plantas de licuefacción de gas natural licuado en 2020. Elaboración propia con datos de [31].....	42
Figura 39. Plantas de Regasificación de Gas Natural Licuado en 2020. Elaboración propia con datos de [31].....	43
Figura 40. Países con mayor capacidad de regasificación. Elaboración propia con datos de [31].....	43
Figura 41. Países con mayor capacidad de almacenamiento de GNL. Elaboración propia con datos de [31].....	44
Figura 42. Principales Movimientos de GNL en 2020. Elaboración propia con datos de [10].	44
Figura 43. Objetivos de la Reforma Energética. Elaboración propia con datos de [2].	47
Figura 44. Artículos de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de hidrocarburos. Elaboración propia con datos de [34].	48
Figura 45. Leyes secundarias creadas con la reforma energética. Elaboración propia con datos de [35].....	49

Figura 46. Regulación del mercado energético en México. Elaboración propia con datos de [35].	50
Figura 47. Obligaciones de la Política Pública de Almacenamiento de Gas Natural. Elaboración propia con datos de [24].	52
Figura 48. Cadena de Valor del Gas Natural en México. Elaboración propia con datos de [2][7][8][36].	53
Figura 49. Producción de energía primaria por combustible 2020. Elaboración propia con datos de [37].	54
Figura 50. Producción y Consumo de Energía en México 2020. Elaboración propia con datos de [37].	55
Figura 51. Consumo de Energía Primaria por Combustible 2020. Elaboración propia con datos de [37].	55
Figura 52. Consumo de energía primaria por combustible 2010 – 2020. Elaboración propia con datos de [37].	56
Figura 53. Provincias petroleras de México. Elaboración propia con datos de [2].	57
Figura 54. Reservas 1P de gas natural 2012 – 2022 en México. Elaboración propia con datos de [38].	58
Figura 55. Reservas 1P de gas natural 2020 – 2022 México. Elaboración propia con datos de [38].	58
Figura 56. Descubrimiento de Reservas de Gas Natural de los campos Ixachi y Quesqui. Elaboración propia con datos de [38].	59
Figura 57. Reservas 1P, 2P y 3P de gas natural 2022 en México. Elaboración propia con datos de [38].	59
Figura 58. Producción de gas natural en México. Elaboración propia con datos de [39].	60
Figura 59. Producción de gas natural por cuenca 2012 – 2022. Elaboración propia con datos de [39].	60
Figura 60. Producción de gas seco 2016 – 2022. Elaboración propia con datos de [40].	61
Figura 61. Importaciones de Gas Natural 2016 – 2022. Elaboración propia con datos de [40].	62
Figura 62. Importaciones de gas natural 2022 por tipo. Elaboración propia con datos de [40].	62
Figura 63. Oferta de Gas Natural en México 2022. Elaboración propia con datos de [40].	63
Figura 64. Oferta de Gas Natural en México. Elaboración propia con datos de [40].	63
Figura 65. Demanda de Gas Natural por Sector 2015 – 2022. Elaboración propia con datos de [40].	64
Figura 66. Consumo de Energía para la Generación Eléctrica en México. Elaboración propia con datos de [40].	64
Figura 67. Demanda de Gas Natural en enero 2022 por sector. Elaboración propia con datos de [40].	65

Figura 68. Mapa SINTRANGAS. Elaboración propia con datos de [41].	66
Figura 69. Mapa de la Infraestructura de Gasoductos en México. Elaboración propia con datos de [41].	67
Figura 70. Mapa de los ductos de interconexión. Elaboración propia con datos de [42].	68
Figura 71. Mapa de los centros de procesamiento de gas natural. Elaboración propia con datos de [42].	68
Figura 72. Mapa de terminales de almacenamiento y regasificación de GNL. Elaboración propia con datos de [42].	69
Figura 73. Meta de Almacenamiento vs Almacenamiento Actual de Gas Natural en México. Elaboración propia con datos de [24].	72
Figura 74. Comportamiento de la Inyección de Gas Natural Licuado al SISTRANGAS. Elaboración propia con datos de [42][40].	73
Figura 75. Cronograma de la Implementación de la Política Pública de Gas Natural. Elaboración propia con datos de [24].	73
Figura 76. Comparación del almacenamiento subterráneo de gas natural y la red de gasoductos en Estados Unidos. Elaboración propia con datos de [24] y [12].	74
Figura 77. Consumo de gas natural contra días de almacenamiento de diferentes países. Elaboración propia con datos de [10][27].	75
Figura 78. Ubicación del campo Jaf. [46]	77
Figura 79. Historial de producción de gas natural del campo Jaf. Elaboración propia con datos de [39].	78
Figura 80. Reservas de gas natural del campo Jaf. Elaboración propia con datos de [38]	78
Figura 81. Ubicación del Campo Brasil. [48]	79
Figura 82. Historial de producción de gas natural del campo Brasil. Elaboración propia con datos de [39].	80
Figura 83. Ubicación del Campo Saramako [46].	81
Figura 84. Historial de producción de gas natural del campo Saramako. Elaboración propia con datos de [39].	81
Figura 85. Reservas de gas natural del campo Saramako. Elaboración propia con datos de [38].	82
Figura 86. Factor de Recuperación contra volumen original in situ. Elaboración propia con datos de [24][39].	83
Figura 87. Ubicación del Campo Diadema. [51].	84
Figura 88. Sistema de Distribución para Comodoro Rivadavia. Modificada de [51].	85
Figura 89. Ubicación de los campos Brasil, Jaf y Saramako. Elaboración propia con datos de [46][47][48].	86
Figura 90. Permeabilidad contra porosidad de los campos para almacenamiento de gas natural. Elaboración propia con datos de [47][48][49][51].	87

Índice de Tablas

Tabla 1. Composición del Gas Natural antes de ser procesado. Elaboración propia con datos de [1].	3
Tabla 2. Diferencias entre el Gas Natural y el Gas L.P. Elaboración propia con datos de [5][6].	5
Tabla 3. Ventajas y Desventajas de los Tipos de Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural. Elaboración propia con datos de [1][24][25].	31
Tabla 4. Comparación de los tipos de almacenamiento de gas natural Modificada de [24].	33
Tabla 5. Estados de Estados Unidos de América con mayor Producto Interno Bruto en 2018. Elaboración propia con datos de [29].	36
Tabla 6. Tipo de gas por provincia petrolera. Elaboración propia con datos de [2].	57
Tabla 7. Sistemas que conforman el SISTRANGAS. Elaboración propia con datos de [40].	66
Tabla 8. Terminales de almacenamiento y regasificación de GNL. Elaboración propia con datos de [42].	69
Tabla 9. Permisos de Licuefacción y Regasificación en México.	70
Tabla 10. Permiso de Almacenamiento en unidades de almacenamiento flotante en México.	70
Tabla 11. Escenarios propuestos para el almacenamiento de gas natural en cavernas salinas. Modificada de [41].	76
Tabla 12. Datos Promedio del Yacimiento Jaf. Elaboración propia con datos de [47].	78
Tabla 13. Datos Promedio del Yacimiento Brasil. Elaboración propia con datos de [48].	80
Tabla 14. Datos Promedio del Yacimiento Saramako. Elaboración propia con datos de [49].	82
Tabla 15. Campos con potencial a convertirse en unidades de almacenamiento subterráneo. Elaboración propia con datos de [24].	82
Tabla 16. Costos de almacenamiento de gas natural por tipo de tecnología. [24].	87

Nomenclatura

°C	grados Celsius
Bcf	billones de pies cúbicos
Bcf/d	billones de pies cúbicos por día
EJ	exajoules
kJ/m³	kilojoules por metro cubico
km	kilómetros
m	metros
mD	milidarcy
MMcf	millones de pies cúbicos
MMcf/d	millones de pies cúbicos por día
MMMcf	miles de millones de pies cúbicos
PJ	pentajoules
psi	libra de fuerza por pulgada cuadrada
Tcf	trillones de pies cúbicos
USD/MMbtu	dólares por millones de BTU
Φ	porosidad

Objetivo

Plantear la importancia del gas natural y de su almacenamiento tanto en México como en el mundo y realizar un análisis regulatorio para su almacenamiento en nuestro país, proponiendo opciones para el desarrollo de la infraestructura en este ámbito.

Introducción

El gas natural es un combustible fósil el cual ha cobrado gran importancia en los últimos años como una fuente de energía debido a que su combustión produce menos contaminantes, específicamente CO₂, en comparación con otros combustibles fósiles, como el carbón y el petróleo.

Además, el gas natural tiene una gran versatilidad de aplicaciones entre las cuales resaltan la generación de energía eléctrica, la calefacción de casas o edificios, su uso como combustible para medios de transporte y en diversos procesos industriales.

Otra ventaja del gas natural es su abundancia, se estima que existen vastas reservas de gas natural en el mundo que se pueden extraer, lo que lo convierte en una fuente de energía fiable para satisfacer las necesidades de la población y el crecimiento económico.

Por esto el gas natural se ha convertido en un componente crucial en la matriz energética en muchos países, ayudando a mejorar la calidad de vida de la población y brindando seguridad energética y diversificación de las fuentes de energía; sin embargo, siempre pueden existir complicaciones en su suministro debido a diferentes eventualidades, por lo que es necesario el almacenamiento de este combustible.

El almacenamiento de gas natural desempeña un papel crucial en el suministro confiable y seguro de este combustible, constituyendo un componente

INTRODUCCIÓN

fundamental en la infraestructura de su cadena de valor y ofrece diversas ventajas que contribuyen a mantener la seguridad energética de una nación ya que puede asegurar la disponibilidad de gas en periodos de alta demanda o interrupciones del suministro ante cualquier suceso o imprevisto. Dicho almacenamiento puede ser subterráneo o en tanques de almacenamiento como Gas Natural Licuado (GNL).

Muchos países en el mundo, sobre todos los mayores consumidores de gas natural cuentan con infraestructura para su almacenamiento, lo cual, les asegura su suministro ante cualquier eventualidad y mantienen su seguridad energética. En el caso de México, a pesar de que su matriz energética se basa principalmente en los combustibles fósiles, incluido el gas natural, no cuenta con infraestructura suficiente para el almacenamiento de gas natural, lo que pone en riesgo a la seguridad energética de nuestro país.

Lo anterior ha provocado inestabilidad en el suministro, debido a que se depende de las importaciones continentales, lo que puede provocar es desabasto de este combustible y con ello diversas consecuencias, como cortes de luz eléctrica en diferentes partes del país.

A pesar de los esfuerzos en regulación de la industria energética de México y la existencia de una Política Pública de Almacenamiento de Gas Natural, los proyectos en este rublo llevan detenidos desde el 2018.

México al ser un país productor de hidrocarburos tiene yacimientos agotados los cuales podría considerarse para el almacenamiento subterráneo de gas natural en el país, en caso de que dichos yacimientos alcancen su límite económico; además, que al conocer la geología del país también cuenta con domos y lechos salinos para la creación de cavernas salinas con el mismo objetivo.

Capítulo 1: Perspectiva del gas natural

¿Qué es el gas natural?

El gas natural es un combustible formado principalmente por gases hidrocarburos como el metano (CH_4), también puede incluir etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}) y pentano (C_5H_{12}), y otros gases no hidrocarburos como dióxido de carbono (CO_2), oxígeno (O_2), nitrógeno (N_2) y ácido sulfhídrico (H_2S). La proporción de los componentes del gas natural pueden variar mucho antes de que éste sea procesado, lo que se muestra en la Tabla 1.[1] En su forma pura es mayoritariamente metano, siendo inodoro, incoloro e insípido, por lo que, para advertir su presencia se le adiciona mercaptanos.[2][3]

Tabla 1. Composición del Gas Natural antes de ser procesado. Elaboración propia con datos de [1].

Gas	Composición	Rango
Metano	CH_4	70 – 90%
Etano	C_2H_6	0 – 20%
Propano	C_3H_8	
Butano	C_4H_{10}	
Pentanos +	C_5H_{12}	0 – 10%
Dióxido de Carbono	CO_2	0 – 8%
Oxígeno	O_2	0 – 0.2%
Nitrógeno	N_2	0 – 5%
Ácido sulfhídrico	H_2S	0 – 5%

La combustión del gas natural ocurre de manera más limpia en comparación con otros combustibles, teniendo menos emisiones de azufre, carbono y nitrógeno que el carbón y el petróleo, por lo que representa una alternativa en la transición energética al contaminar menos.[3]

En general el gas natural se utiliza en la generación eléctrica, en las diversas industrias como la petrolera, petroquímica y manufacturera, así como en los sectores transporte, comercial y residencial.[2]

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

El gas natural se puede encontrar en la roca porosa de la corteza terrestre, ya sea solo (gas no asociado) o en acumulaciones de aceite crudo (gas asociado). Aunado a esto, existen varias definiciones generales que se han aplicado y que están relacionadas a la composición, clasificando al gas natural como se muestra en la Figura 1.[1][2]

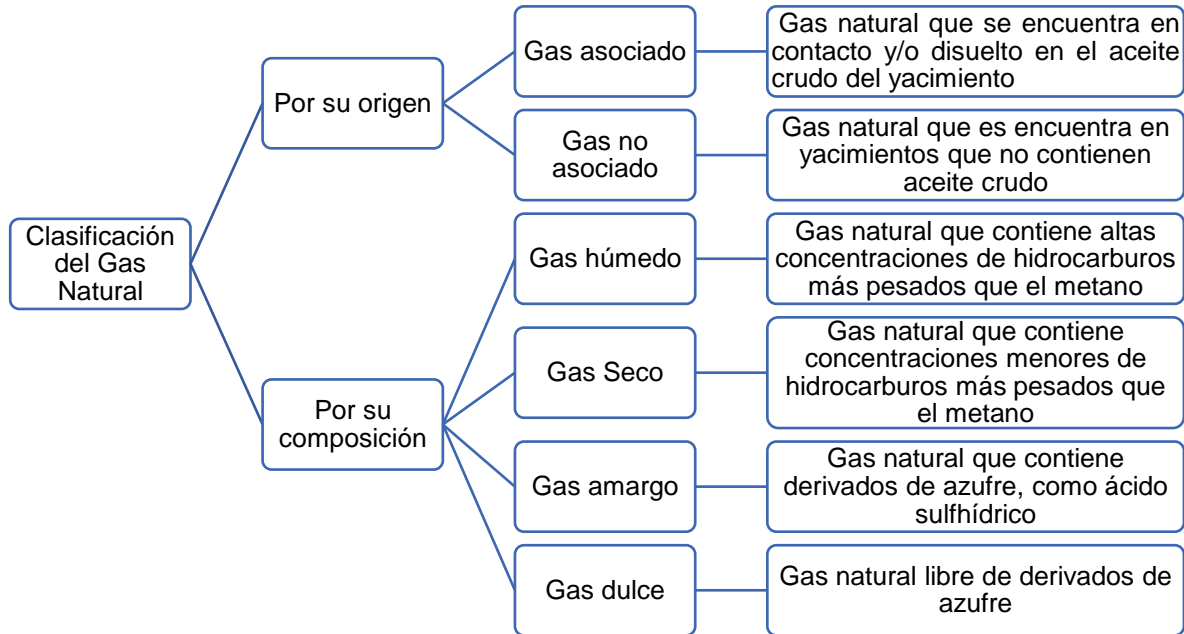


Figura 1. Clasificación del gas natural. Elaboración propia con datos de [1][2].

Después de la extracción el gas natural es procesado de acuerdo con los estándares de calidad establecidos para su utilización y transporte. En esta etapa se obtienen los diferentes productos asociados, como condensados, metano, etano, gas L.P. y los componentes de mayor masa molecular. Además, se eliminan el vapor de agua y los compuestos no hidrocarburos.[2][4] Existen casos donde el gas natural que se produce en la cabeza de pozo cuenta con los requerimientos para ser utilizado, por lo que se traslada directamente al sistema de gasoductos sin ser procesado (Figura 2).[1]

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

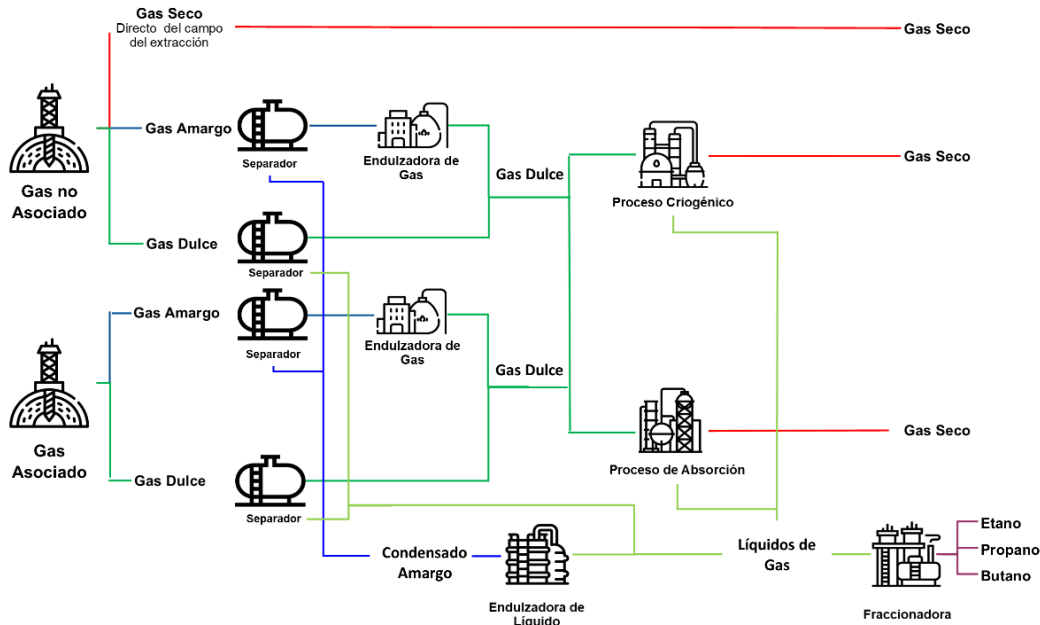


Figura 2. Procesamiento de Gas Natural. Elaboración propia con datos de [2].

El gas natural suele confundirse con el gas licuado de petróleo (gas L.P.), asumiendo que se trata del mismo producto. Sin embargo, el gas L.P. es un combustible diferente formado básicamente por la mezcla de propano y butano en diferentes proporciones, la cual resulta del proceso de refinación del petróleo o del procesamiento de gas natural.[5] En la Tabla 2 se muestran 5 diferencias entre el Gas Natural y el Gas L.P.

Tabla 2. Diferencias entre el Gas Natural y el Gas L.P. Elaboración propia con datos de [5][6].

Gas Natural	Gas L.P.
Se compone mayoritariamente de metano.	Su composición es una mezcla de propano y butano en diferentes proporciones.
Su densidad es menor a la del aire.	Su densidad es mayor a la del aire.
En caso de fuga el gas natural se disipa, debido a su densidad.	En caso de fuga el gas L.P se alojará en los puntos más bajos debido a que es más denso que el aire.
Tiene un poder calorífico de 35.44 kJ/m ³ .	Tiene mayor poder calorífico que el gas natural, el cual es de 97.26 kJ/m ³ .

El gas natural juega un papel importante en el sector energético, por lo tanto, es importante describir la cadena de valor de gas natural para identificar las actividades relacionadas a este combustible y su estado actual.

Cadena de valor del gas natural

El concepto de análisis de la cadena de valor es una herramienta de gestión donde se realiza un análisis de las actividades que conforman dicha cadena, la cual permite identificar áreas clave en donde ocurren limitaciones y surgen oportunidades de mejora. [7]

El estudio de la cadena de valor del gas natural proporciona una base para mejorar la competitividad y generar sugerencias para la optimización de políticas y estrategias, así como la excelencia en el desempeño operativo.[7] Así mismo, su gestión permite ofrecer el mejor servicio a los usuarios finales a costos competitivos.

La cadena de valor física para el comercio de gas natural está constituida por tres segmentos comerciales principales *Upstream*, *Midstream* y *Downstream* (Figura 3).[7]

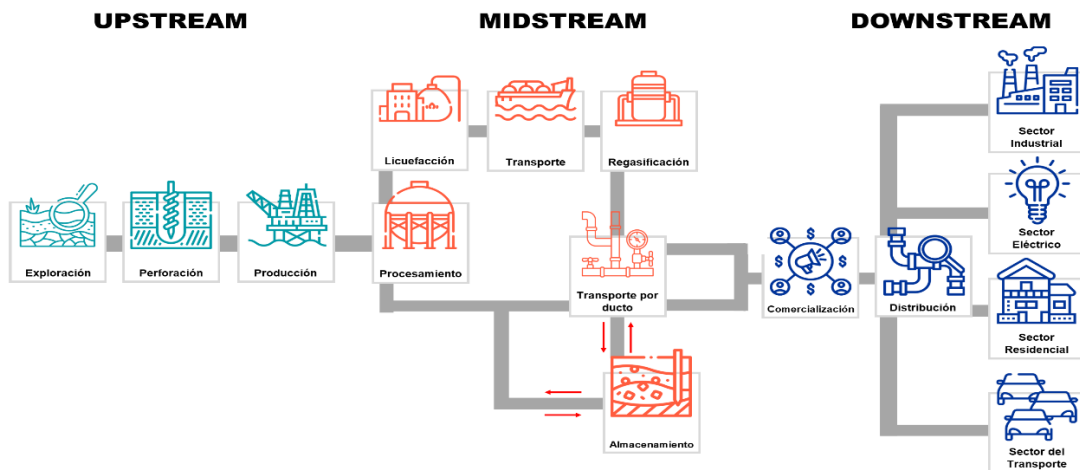


Figura 3. Cadena de Valor del Gas Natural. Elaboración propia con datos de [2][7][8].

Upstream

Es comúnmente conocido como el segmento de exploración y producción, abarcando desde el proceso de evaluación geológica de las reservas de hidrocarburos, la perforación de pozos y la producción (Figura 4).[8]

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

La exploración inicia con la adquisición de datos sísmicos para realizar los análisis de evaluación de cuencas, sistemas petroleros y del potencial del contenido de hidrocarburos que, en conjunto, permitirán estimar los recursos prospectivos. El proceso exploratorio continua con el descubrimiento de un yacimiento a través de la perforación de un pozo exploratorio, la evaluación de datos, la perforación de pozos delimitadores para definir los límites del yacimiento y termina con la estimación de reservas y la declaratoria de comercialidad.[2]

Una vez que se ha perforado un pozo y se ha verificado que existen cantidades comercialmente viables, el pozo debe completarse para permitir la producción de gas natural. Este proceso incluye la terminación del pozo, la evaluación de la presión y temperatura de la formación, así como la instalación del equipo adecuado para garantizar un flujo eficaz para la obtención del hidrocarburo en la superficie.[1]



Figura 4. Segmento Upstream Elaboración propia con datos de [2][7][8].

Midstream

Es el segmento del procesamiento, transporte y el almacenamiento. De ser necesario, el gas se procesa antes de ser transportado, por lo tanto, las actividades de procesamiento son parte de este segmento; a diferencia del petróleo, donde el proceso de refinación se encuentra en el segmento *downstream* (Figura 5).[8]

El procesamiento es necesario para garantizar que el gas natural sea lo más puro posible, convirtiéndolo en una opción energética de combustión limpia. Por lo tanto, el gas natural tal y como lo conocen los consumidores, es diferente del gas natural que se lleva desde el yacimiento hasta la boca del pozo. En este proceso

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

se separan del metano los componentes hidrocarburos más pesados y los no hidrocarburos.[1]

El movimiento eficiente y eficaz del hidrocarburo desde las regiones de producción hasta el consumidor requiere de un sistema de transporte. El gas natural se puede transportar por ductos, siendo un método factible para enviar el producto de un punto fijo a otro.[1]

Para transportar el gas natural mediante buque o almacenarlo en estado líquido, este se somete a un proceso de licuefacción donde es llevado a su punto de condensación (-161 °C) para cambiar su estado físico, a este gas se le llama gas natural licuado (GNL), con este proceso se reduce el volumen del gas 600 veces, permitiendo transportar grandes cantidades de éste.[8]

El almacenamiento es un eslabón de la cadena de valor que permite garantizar que el gas natural esté disponible para satisfacer incrementos de la demanda, ya sea por los cambios estacionales, o bien, como un instrumento estratégico de seguridad nacional contra un desastre natural o cualquier suceso que pueda afectar su producción y suministro.[1]

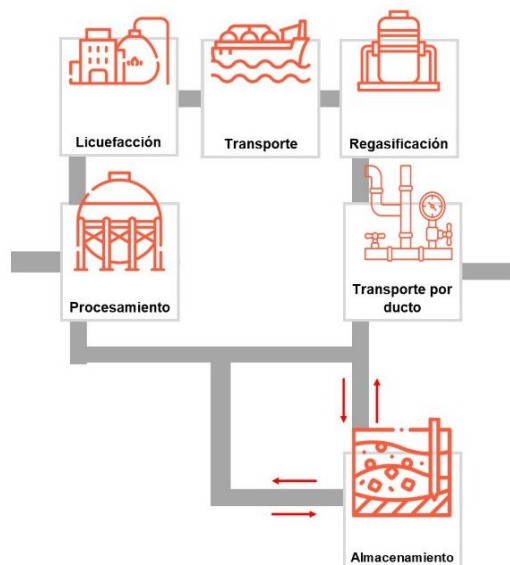


Figura 5. Segmento Midstream. Elaboración propia con datos de [2][7][8].

Downstream

Es el segmento de la cadena de valor que se encarga de la distribución y comercialización del gas hacia los mercados de consumo, incluyendo a los usuarios finales como; los consumidores industriales, las plantas de generación de electricidad, el transporte y el uso doméstico (Figura 6).[8]

La comercialización es una actividad transversal a lo largo de la cadena de valor del gas natural que suma valor a través de la eficiencia en la compraventa de este hidrocarburo y en la contratación de los servicios de transporte, almacenamiento o distribución para entregar el gas a los usuarios finales que así lo requieran.[2]

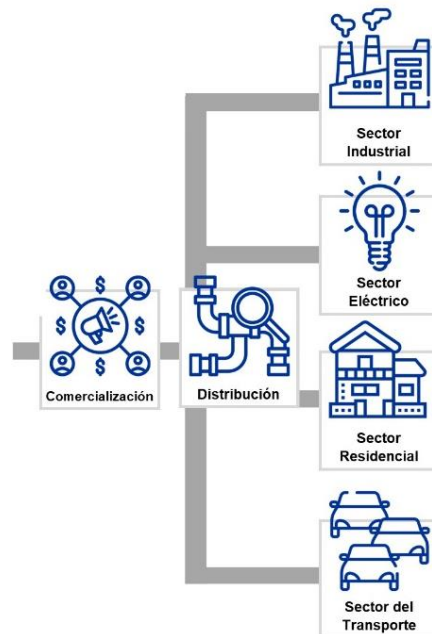


Figura 6. Segmento Downstream. Elaboración propia con datos de [2][7][8].

Energía primaria

La energía primaria es aquella energía disponible en la naturaleza antes de ser transformada para su uso y su acceso está relacionado directamente con la calidad de vida de las personas.[9]

En 2020 la demanda de energía primaria en el mundo fue de 556.63 exajoule [EJ], registrándose una caída del consumo de aproximadamente 4.5 % (Figura 7), siendo la reducción más grande desde 1945, resultado del drástico recorte de la economía mundial y la reducción de movilidad provocado por la pandemia de COVID 19 [10][11]

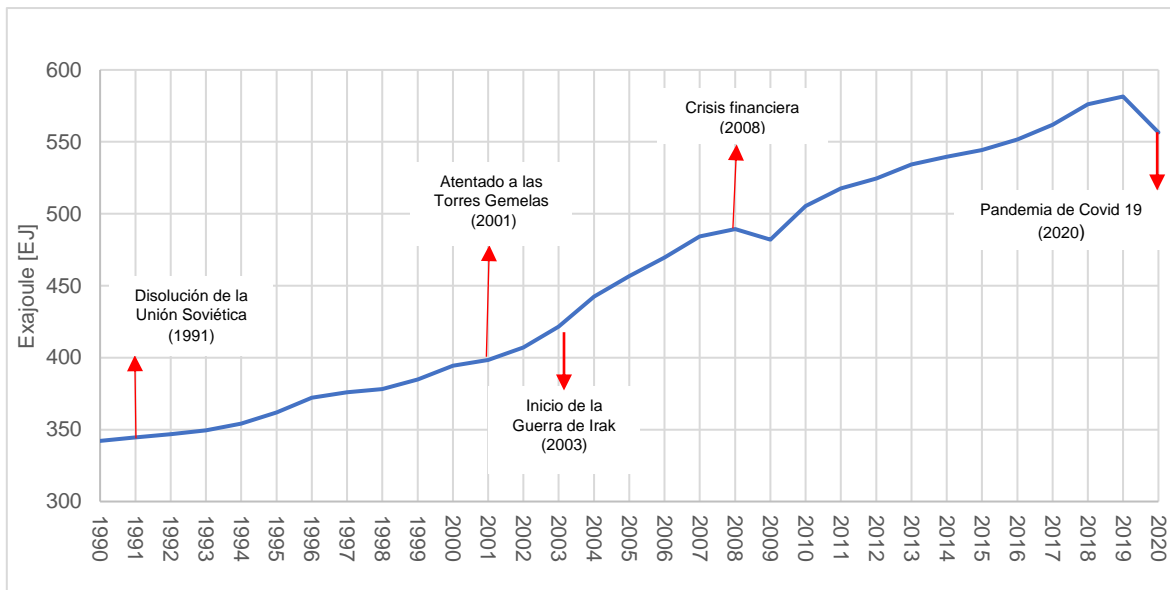


Figura 7. Consumo de Energía Primaria 1990 – 2020. Elaboración propia con datos de [10][11].

Del consumo de energía a nivel mundial en 2020, los combustibles fósiles aportaron más del 80% de la demanda, en la Figura 8 se observa que la demanda fue abastecida principalmente por petróleo, seguido de carbón y gas natural.[10]

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

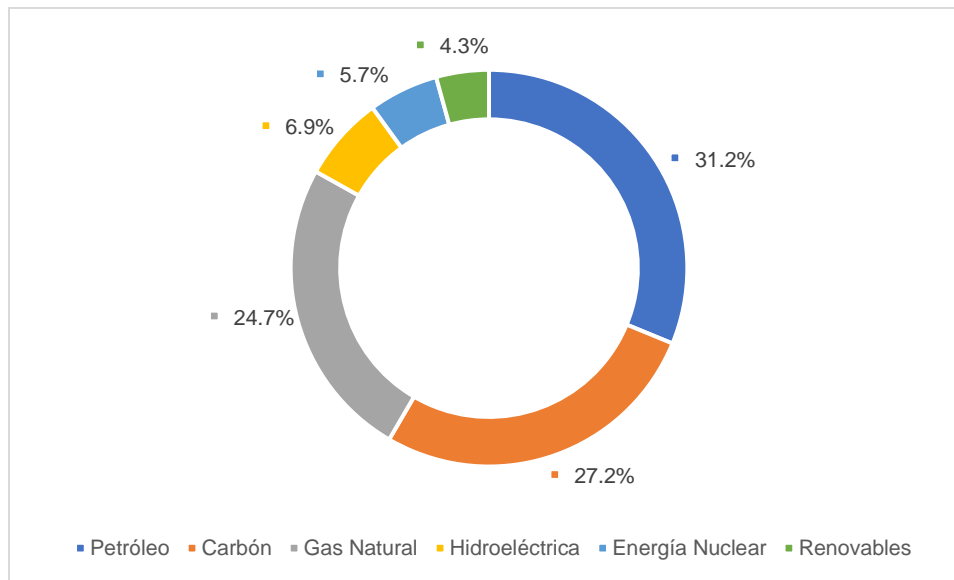


Figura 8. Consumo de Energía Primaria por Combustible 2020. Elaboración propia con datos de [10].

Se pronostica que el consumo de energía mundial aumentará casi un 50% hasta 2050 como consecuencia del crecimiento demográfico y económico, particularmente en Asia.[12]

Para satisfacer la demanda y al mismo tiempo proteger al medio ambiente se requerirá una serie integrada de soluciones. Dentro de estas soluciones se encuentra mejorar la eficiencia energética en todos los sectores de la economía, siendo una forma eficiente y de menor costo para ampliar los suministros de energía y reducir las emisiones de efecto invernadero.

Además, como resultado de la creciente preocupación internacional por los efectos del cambio climático, se ha hecho evidente la necesidad de transitar desde una matriz que supone el uso masivo de fuentes de energía fósiles hacia las fuentes de energías renovables.[2] La transición energética es el cambio hacia fuentes de energía sostenibles que ayuden a mitigar las emisiones que provocan el cambio climático.[13]

En esta transición, el gas natural juega un papel fundamental debido a que constituye una fuente de energía abundante y genera menos de la mitad de las emisiones de dióxido de carbono frente a otros combustibles fósiles.[13] Aunado a

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

esto, el gas natural puede ayudar a superar los retos actuales de las energías renovables debido a que puede crear sinergias que permitan equilibrar la generación intermitente de la electricidad a través de las energías eólica y solar, proporcionando energía ininterrumpida a costos rentables y competitivos.[2][13] De acuerdo con las predicciones futuras de la matriz energética mundial, se observa en la Figura 9 que para el 2030 el gas natural seguirá siendo una de las principales fuentes de energía.

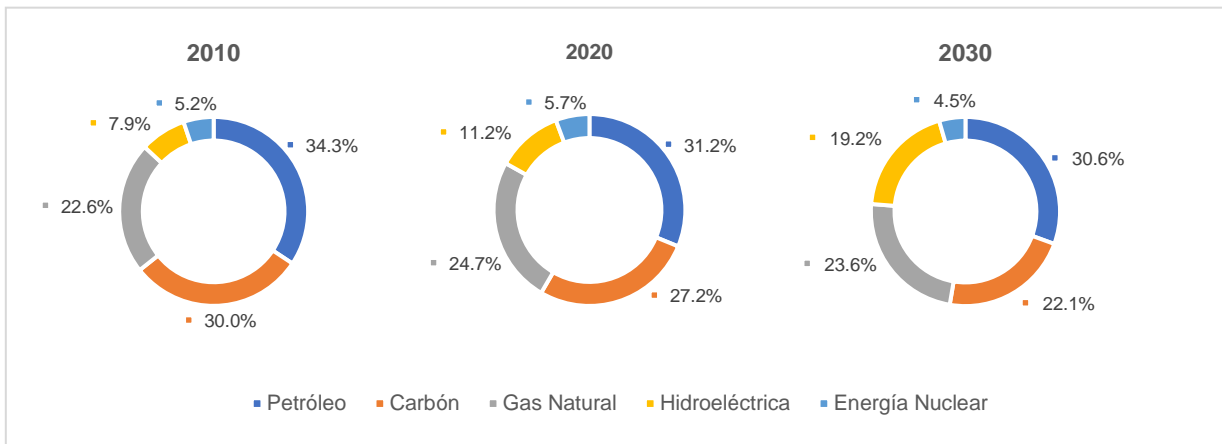


Figura 9. Consumo de Energía por Combustible 2010, 2020 y proyección para el 2030. Elaboración propia con datos de [10][12].

Como resultado de sus ventajas, el gas natural es el único combustible fósil cuyo consumo relativo ha crecido en los últimos años (Figura 10) y es la tercera fuente primaria de energía. Por lo tanto, se incluirá un análisis estadístico que permita conocer la situación actual del gas natural [10].

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

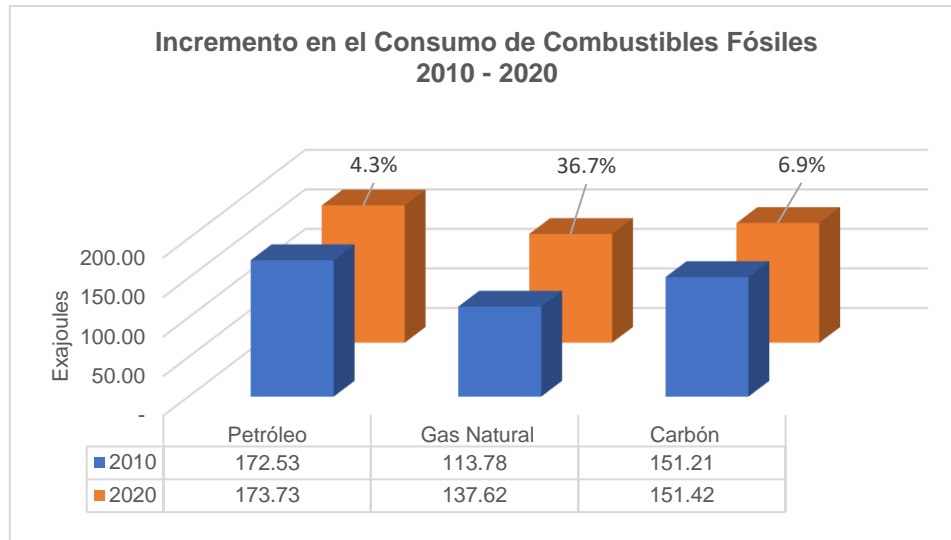


Figura 10. Incremento en el Consumo de Combustibles Fósiles 2010 – 2020. Elaboración propia con datos de [10].

Reservas de gas natural

Se define como reservas a aquellas cantidades de hidrocarburos anticipadas a ser comercialmente recuperables mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante y bajo condiciones definidas. Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes. Estas se pueden clasificar como 1P, 2P y 3P según su grado de certeza probabilístico para ser recuperadas teniendo 90 %, 50 % y 10 %, respectivamente.[14]

Las estimaciones de reservas 1P de gas natural a nivel mundial reportadas en 2020 son de 6,641.8 trillones de pies cúbicos [Tcf], encontrándose los mayores volúmenes en la región del Medio Oriente (Figura 11).[10]

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

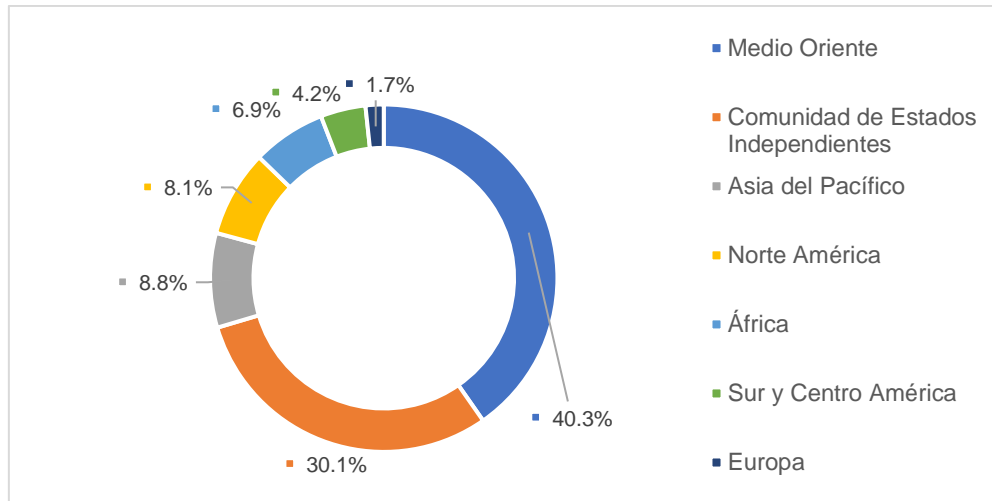


Figura 11. Distribución de Reservas 1P de Gas Natural por Regiones 2020

Entre los principales países en términos de reservas 1P, se encuentra Rusia, el cual cuenta con el 19.9 % de las reservas globales, seguido por Irán (17.1 %), Turkmenistán (7.2 %), Estados Unidos (6.7%) y China (4.5 %). En la Figura 12 se muestra la gráfica de reservas de los países antes mencionados.[10] La Figura 13 se presenta la distribución de reservas por países.

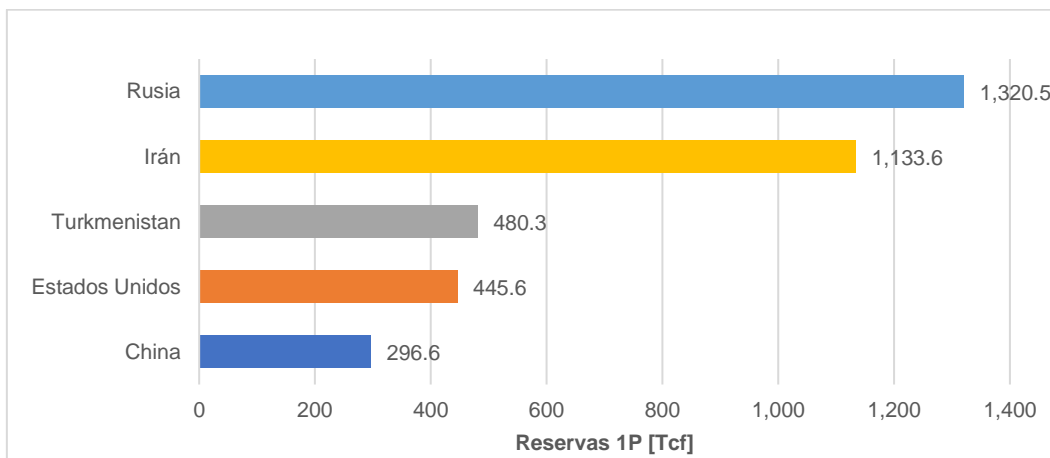


Figura 12. Países con mayores Reservas 1P de Gas Natural 2020. Elaboración propia con datos de [10].

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

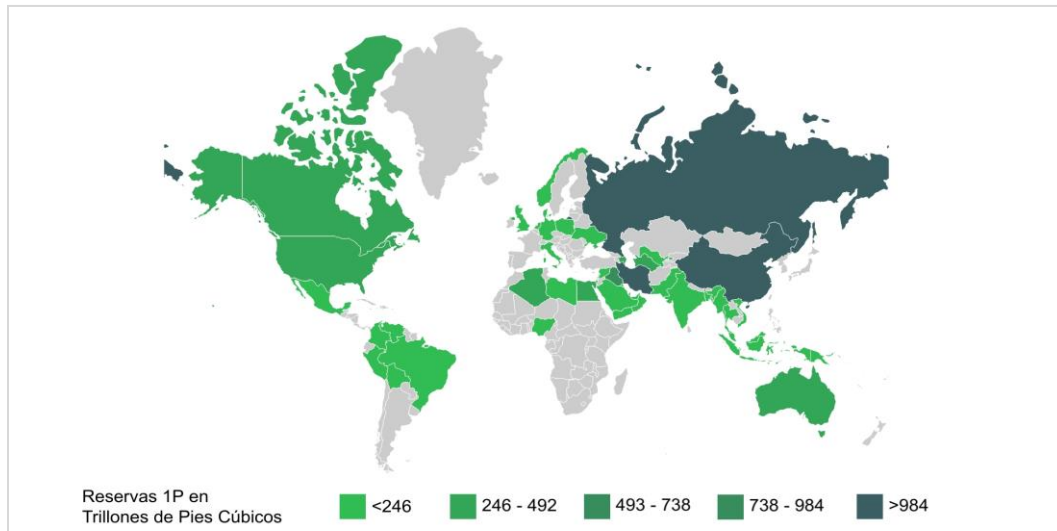


Figura 13. Distribución de Reservas 1P de Gas Natural por Países Elaboración propia con datos de [10].

Producción

La producción es la cantidad acumulada de hidrocarburos que ha sido recuperada a una fecha dada.[13] Se estima que la producción promedio de gas natural total en 2020 fue de 371. 83 billones de pies cúbicos por día [Bcf/d].[10]

Como se muestra en la Figura 14 entre los países con mayor producción en 2020 se encuentran Estados Unidos (28.8%), Rusia (16.6%), Irán (6.5 %), China (5.0 %) y Qatar (4.4%).[10] La Figura 15 se presenta la distribución de producción por países.

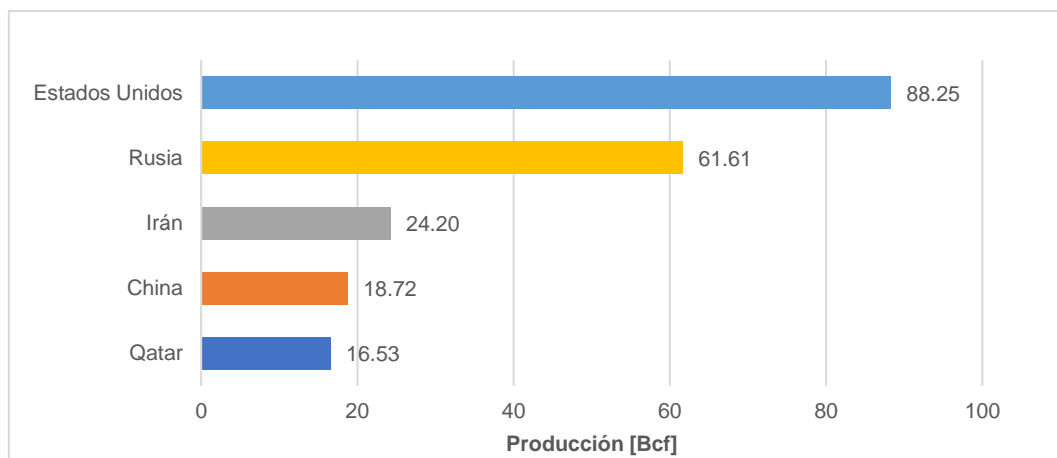


Figura 14. Países con mayor Producción de Gas Natural 2020. Elaboración propia con datos de [10].

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

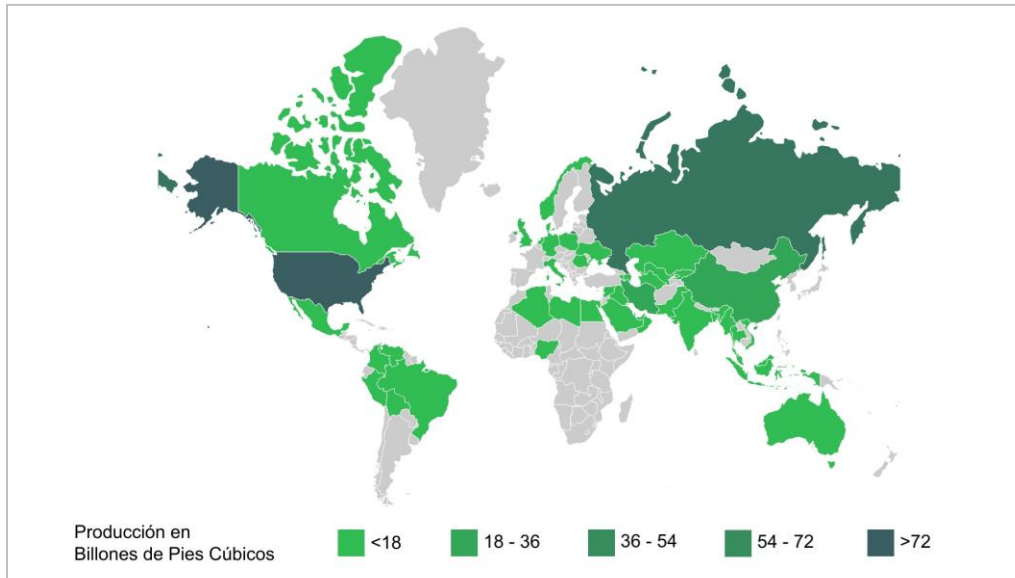


Figura 15. Distribución de Producción de Gas Natural 2020. Elaboración propia con datos de [10].

Consumo

El consumo de gas natural en 2020 fue de 368.85 billones de pies cúbicos por día [Bcf/d], representando aproximadamente un cuarto de la energía utilizada en el mundo. Es el combustible más utilizado, después del petróleo y el carbón respectivamente.[10] Tal como se muestra en la Figura 16 los países con mayor consumo de gas natural fueron Estados Unidos (21.8%), Rusia (10.8%), China (8.6%), Irán (6.1%) y Canadá (2.9%); México (2.3%) se encuentra en el noveno puesto.[10]

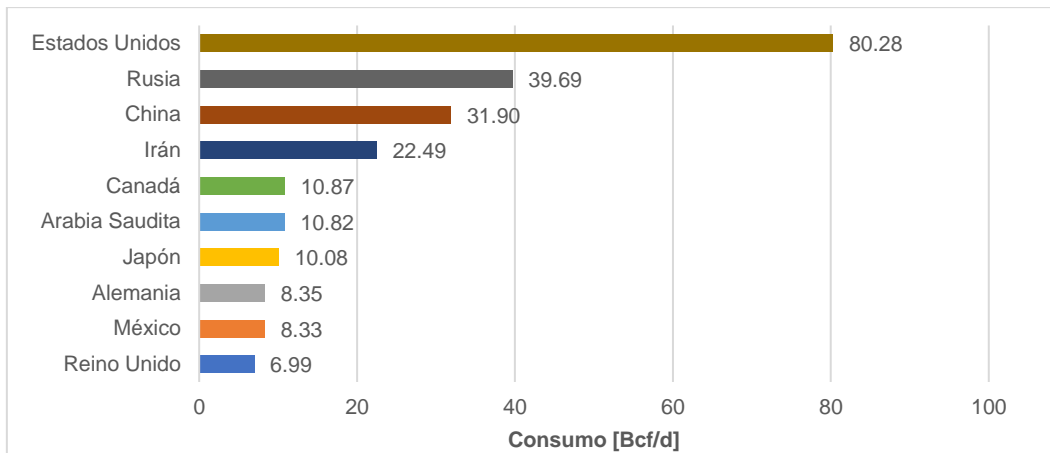


Figura 16. Países con mayor Consumo de Gas Natural 2020. Elaboración propia con datos de [10].

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

El consumo mundial de gas natural se redujo un 2.3% en 2020, una caída similar a la registrada en 2009 durante la crisis financiera.[10] El descenso se concentró en la primera mitad del año, cuando el consumo mundial de gas disminuyó en un 4%, a causa de los brotes de COVID-19.[15]

En el tercer trimestre del 2020 se observó una recuperación progresiva de la demanda del gas natural gracias a la disminución de las medidas de restricción provocadas por la pandemia, la demanda estacional de electricidad y los precios competitivos, provocó que la demanda de gas natural se afectara notablemente menos que la del petróleo (9.3 %) y el carbón (4.2 %).[10] [15]

El consumo de gas disminuyó en la mayoría de las regiones, con la notable excepción de China, donde la demanda creció un 6.9 %. Por el contrario, la demanda de gas disminuyó en Norteamérica y Europa en un 2.6% y 2.5%, respectivamente (Figura 17).[10]

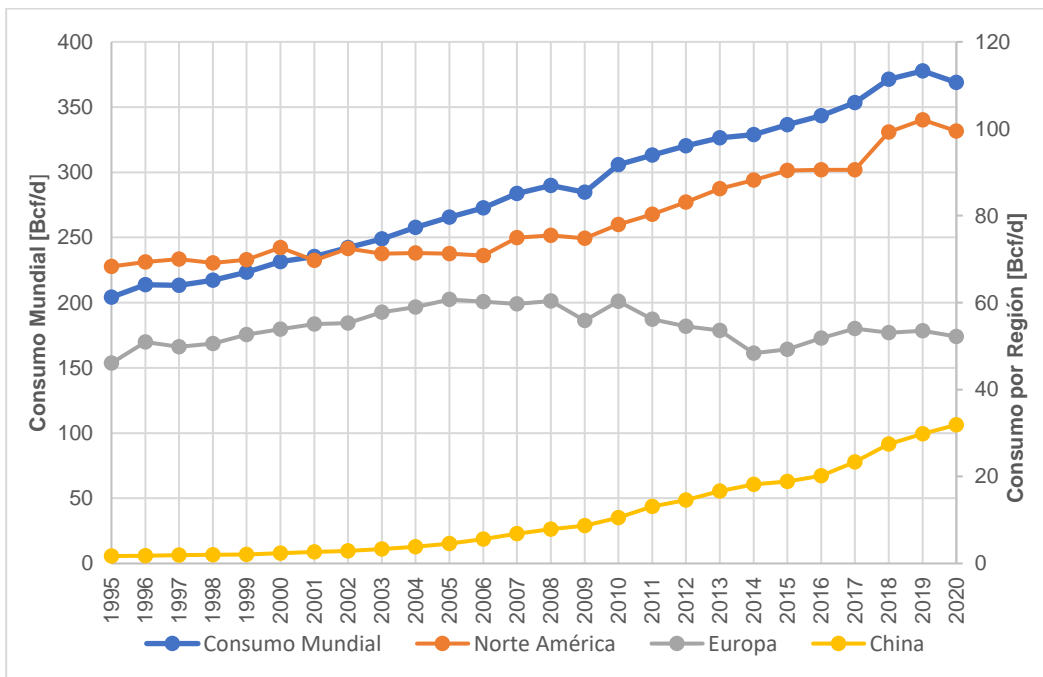


Figura 17. Consumo de Gas Natural 1995 – 2020. Elaboración propia con datos de [10].

Quema y venteo

En lugares donde los gasoductos no están disponibles para transportar el gas natural asociado en los pozos de petróleo, el gas natural puede reinyectarse en la formación petrolífera, o bien, puede quemarse o ventearse. La quema de gas natural es una combustión controlada en las zonas de producción utilizando una antorcha y el venteo es la liberación directa de gas natural a la atmósfera.[4][16]

Mediante la combustión de gases en el quemador, el metano se oxida a dióxido de carbono y agua, desde el punto de vista medioambiental, esta práctica es mejor que el venteo, debido a que, el CO₂ es aproximadamente 25 veces menos potente que el metano como gas de efecto invernadero.[17]

A pesar de la disminución de la demanda mundial de petróleo en 2020, la quema de gas natural asociado se redujo sólo un 5%, de 5297.2 [Bcf] en 2019 a 5014.6 [Bcf] en 2020, lo que equivale aproximadamente la demanda de gas natural de Centro y Sur América. Cinco países quemaron más de la mitad del gas en el mundo, estos son; Rusia (17.5%), Iraq (12.2%), Irán (9.3%), Estados Unidos (8.3%) y Argelia (6.6%) ver Figura 18.[18]

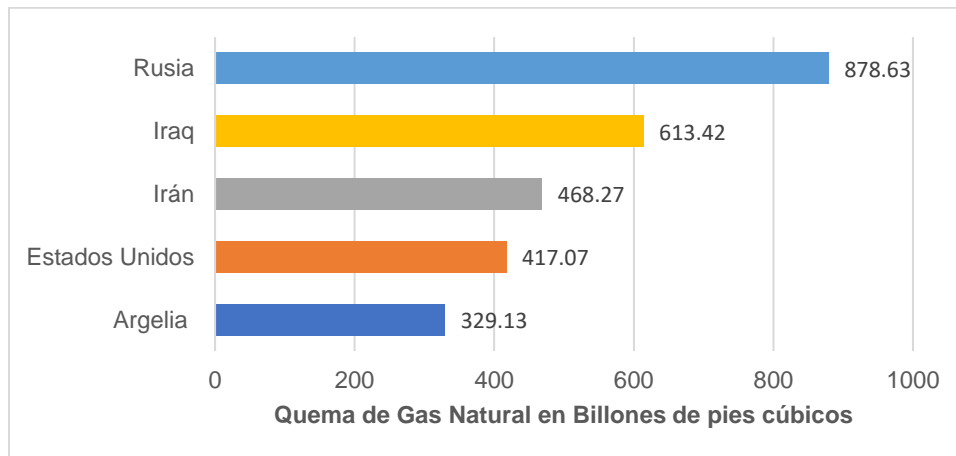


Figura 18. Países con mayor quema de gas natural 2020. Elaboración propia con datos de [18].

Precios del gas natural

Los precios del gas natural son principalmente una función de la oferta y la demanda del mercado. Los aumentos en la demanda conducen a precios más altos, y las disminuciones en la demanda tienden a conducir a precios más bajos.[19]

Los factores de la oferta que afectan a los precios incluyen la producción de gas natural, las importaciones netas y los niveles de inventario de almacenamiento. De lado de la demanda, incluyen el clima, las condiciones económicas y los precios del petróleo.[20]

En 2020 los precios de referencia regionales del gas tuvieron fluctuaciones significativas debido a los efectos de la pandemia. Los precios colapsaron en las principales regiones consumidoras de gas ante las fuertes caídas de la demanda. A finales de mayo, los precios diarios en el centro *Title Transfer Facility* (TTF)¹ cayeron por debajo de 1 [USD/MMBtu] y los precios al contado de GNL en Asia cayeron por debajo de 2 [USD/MMBtu], ambos mínimos históricos. En los Estados Unidos, las operaciones en *Henry Hub*² promediaron 1.8 [USD/MMBtu] durante la primera mitad de 2020, el precio más bajo en este periodo desde 1995 (Figura 19).[21]

¹ Mercado de referencia para el comercio de gas en Europa (cede en Países Bajos)

² Mercado de referencia para el gas natural en Estados Unidos.

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

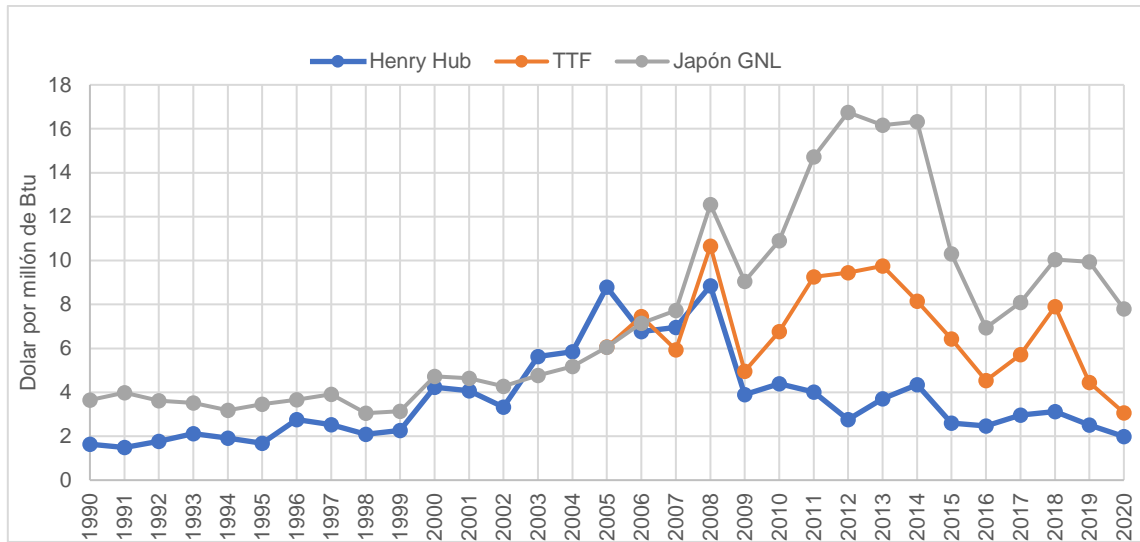


Figura 19. Precio del Gas Natural 1990 – 2020. Elaboración propia con datos de [19][20]

El precio del gas natural se recuperó en 2021, por ejemplo, en Estados Unidos los precios del Henry Hub casi se duplicaron con respecto a sus niveles de 2020, alcanzando un promedio anual de 3.9 [USD/MMBtu], lo cual se debió al aumento de la demanda de gas natural, para el consumo residencial y comercial, así como el crecimiento de las exportaciones.[22]

En Europa, los precios TTF alcanzaron una media anual de 15.8 [USD/MMBtu], lo cual fue provocado por la fuerte recuperación de la demanda, la caída de la producción de la región, la disminución de importaciones de GNL y la reducción de entregas de gas ruso a la Unión Europea. Durante el mismo periodo, los precios al contado de GNL en Asia siguieron una trayectoria similar a la de los mercados europeos, alcanzando una media anual de [18 USD/MMBtu].[22]

Análisis del mercado de gas natural

El comercio interregional de gas natural en 2020 fue de 95.79 billones de pies cúbicos por día, teniendo una reducción de 5.3% respecto al 2019, debido a una caída de 5.23 billones de pies cúbicos por día [Bcf/d] en el comercio de gasoductos, representando una caída del 10.9%.[9] Sin embargo, el suministro de GNL creció 0.4 billones de pies cúbicos por día o 0.6%, pero por debajo de la media de los últimos 10 años del 6.8% anual.[10]

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

Las importaciones de Europa por gasoductos disminuyeron un 11%, debido a menores exportaciones de Rusia y África del Norte, además el GNL se desviaba cada vez más a Europa debido a una demanda moderada de Asia.

China redujo sus flujos de importación desde Asia Central en un 5.8% anual, Turkmenistán representó gran parte de esa reducción, exportando 3.06 [Bcf/d] en 2019 a 2.63 [Bcf/d] en 2020.[10]

En el mercado de gasoductos, Rusia sigue siendo el mayor exportador de gas por esta vía, a pesar de las reducciones de sus exportaciones que han tenido desde el 2019. En segundo lugar, se encuentra Noruega, que solo exporta a Europa; y Estados Unidos, ocupa el tercer lugar en exportaciones y su principal comprador es México (Figura 20).[10]

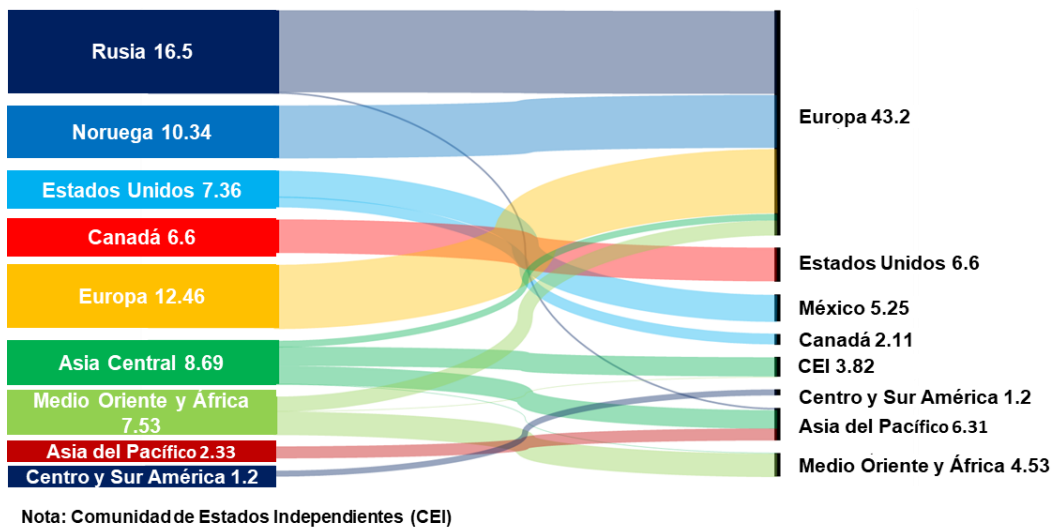


Figura 20. Principales movimientos del Mercado de Gasoductos en el Mundo 2020 [Bcf/d]. Elaboración propia con datos de [10].

El mercado mundial de GNL fue el motor de crecimiento del comercio de gas. En 2020 los principales exportadores de GNL fueron Australia 10.29 [Bcf/d], Qatar 10.27 [Bcf/d] y Estados Unidos 5.94 [Bcf/d]. Este último tuvo un incremento del 29.2% en sus exportaciones con respecto al 2019 gracias a las importaciones de Europa. Entre los principales importadores se encuentra la región de Europa, Japón y China, los cuales representan aproximadamente el 64% de las importaciones totales, ver Figura 21.[10]

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

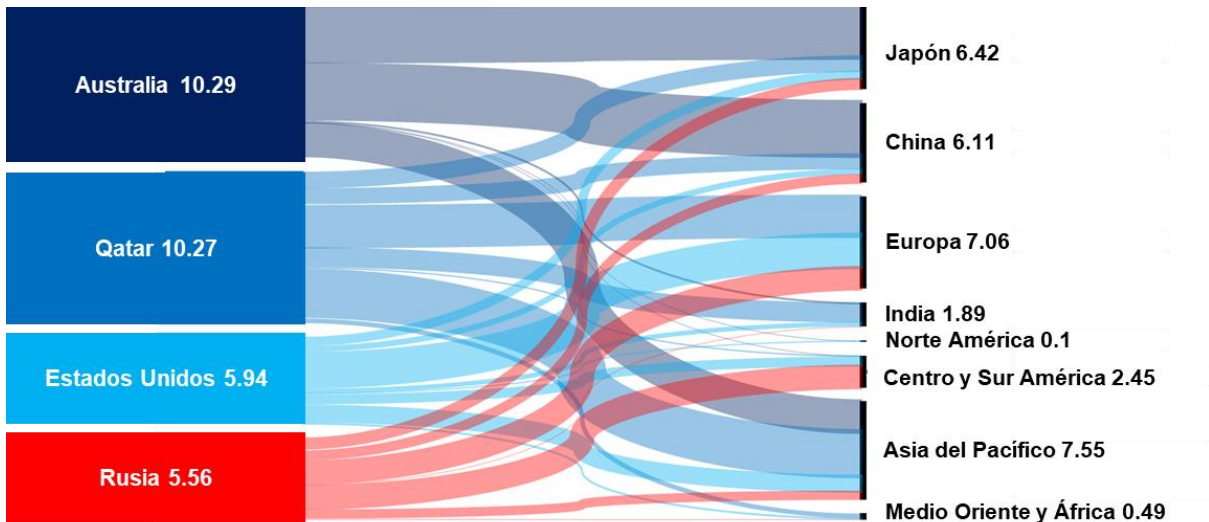


Figura 21. Principales movimientos del Mercado de GNL en el Mundo 2020 [Bcf]. Elaboración propia con datos de [10].

Proyecciones del mercado de gas natural

Para satisfacer la demanda creciente de energía, la producción de gas natural aumentará de una forma constante, aproximadamente es un 31% entre 2020 y 2050 con la ayuda de técnicas de recuperación y la ampliación de la infraestructura. Además, se espera que para el 2030 el gas natural supere al carbón convirtiéndose en la segunda fuente de energía del mundo, como ya se mostró anteriormente en la Figura 9.[12]

El crecimiento de la demanda de gas natural se sostendrá gracias a la demanda del sector industrial, mientras que el crecimiento será más limitado en los sectores de transporte y el sector residencial, ver Figura 22.[12]

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL

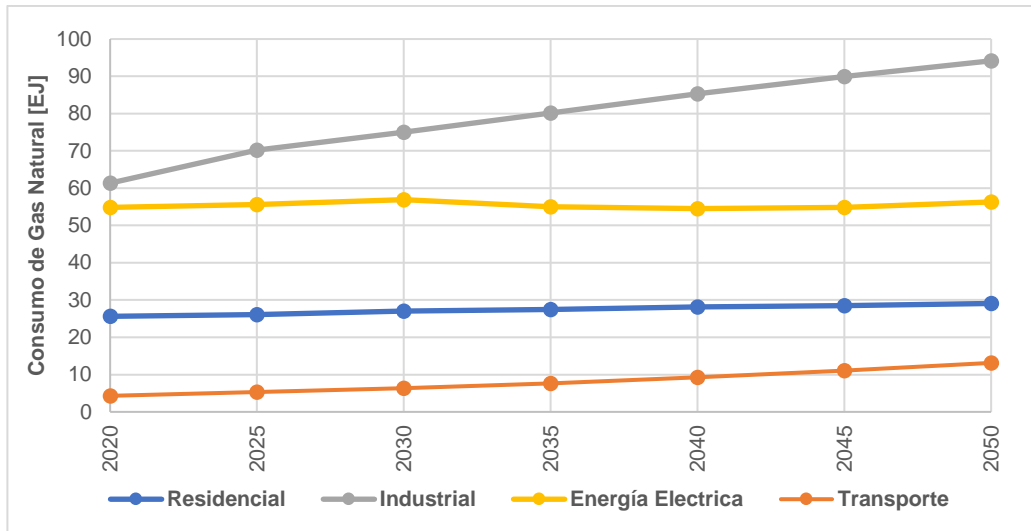


Figura 22. Pronóstico del Consumo de Gas Natural por Sector. Elaboración propia con datos de [12].

Con la información descrita en este capítulo, se concluye que el gas natural es un combustible que tiene propiedades que lo hacen una fuente de energía eficiente, más limpia y con precios competitivos, por lo que puede emplearse para satisfacer la demanda de energía tanto a corto como a largo plazo.

Con el fin de satisfacer la demanda, presente y futura, de gas natural es necesario el desarrollo de infraestructura que permita su transporte, almacenamiento y distribución, para incrementar de su uso. Actualmente, existen grandes proyectos de infraestructura alrededor del mundo que permitirán incrementar el acceso de gas natural; por ejemplo, el gasoducto Sur de Texas -Tuxpan en México, el cual opera desde septiembre del 2019, teniendo una longitud de 772 kilómetros y capacidad de 2,600 millones de pies cúbicos diarios.

Capítulo 2: Almacenamiento del gas natural a nivel mundial

Almacenamiento de gas natural

El gas natural, como la mayoría de las materias primas puede almacenarse para asegurar su suministro confiable, ayudando a equilibrar las fluctuaciones de la demanda que se caracteriza por importantes variaciones estacionales, geopolíticas, problemas de reservas o de infraestructura que afectan directamente al precio de este combustible.

En sentido amplio, todo el gas natural no explotado ya se encuentra almacenado de manera natural; sin embargo, éste no puede entregarse rápidamente a los usuarios para satisfacer sus necesidades, por lo tanto, no cumple con los objetivos que tienen las instalaciones de almacenamiento, los cuales se describen en la Figura 23.

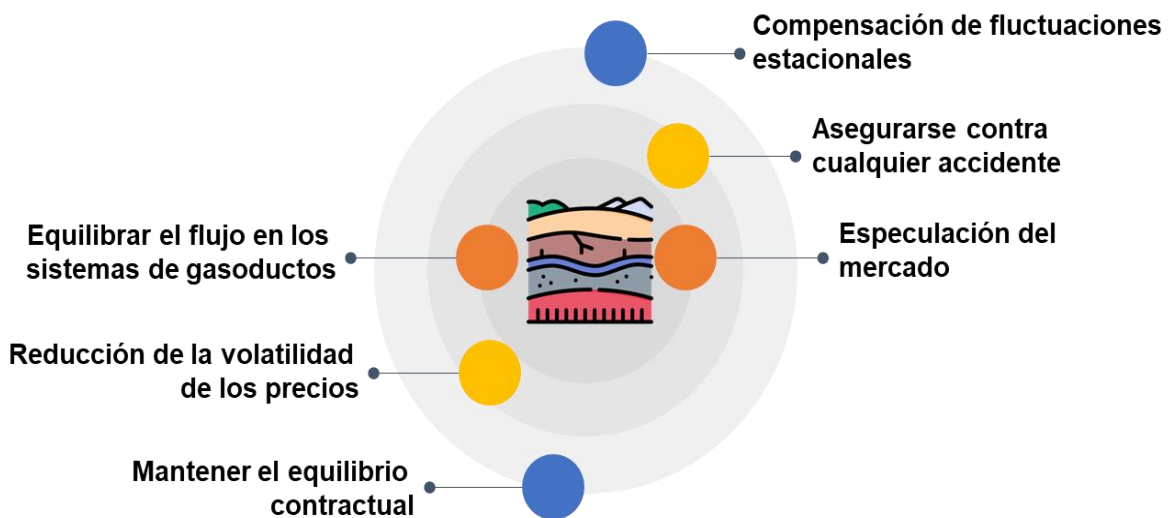


Figura 23. Objetivos del Almacenamiento de Gas Natural.

Objetivos del almacenamiento de gas natural

Compensación de las fluctuaciones estacionales: Para asegurar la estabilidad del sistema de transporte de gas natural se utilizan los medios de almacenamiento para tener una reserva de gas durante las fluctuaciones estacionales. Por ejemplo, en el hemisferio norte se almacena gas durante el verano debido a que la demanda es baja y se extrae en los meses de invierno cuando la demanda es alta.[3] El almacenamiento y retiro se planifica conforme a las condiciones meteorológicas de cada país y a los precios.

Asegurarse contra cualquier accidente o eventualidad: El almacenamiento de gas puede utilizarse como un respaldo contra cualquier suceso que pueda afectar la producción o suministro. Pueden ser factores naturales o fallos de funcionamiento en los centros de producción y transporte.[3]

Especulación en el mercado: Los comercializadores utilizan el almacenamiento de gas natural como una herramienta especulativa, es decir, se almacena cuando se estima que los precios incrementarán en el futuro y venden cuando llegan a esos niveles.[3]

Mantener la estabilidad del flujo en los sistemas de gasoductos: Se realiza una inyección de gas natural en la red de ductos para mantener la integridad operativa (empacamiento), garantizando que las presiones se mantengan dentro de los parámetros de diseño.[3]

Reducción de la volatilidad de los precios: El almacenamiento garantiza la liquidez de la mercancía en los centros de mercado, esto ayuda a contener la volatilidad e incertidumbre de los precios del gas natural.[3]

Mantener el equilibrio contractual: El operador gestiona el sistema de almacenamiento para mantener el volumen de gas natural que entregan en el sistema de gasoductos y el volumen que extraen. Sin acceso a instalaciones de almacenamiento, cualquier situación de desbalance que podría conllevar a una fuerte penalización económica.[3]

Tipos de almacenamiento de gas natural

El almacenamiento de gas desempeña un papel fundamental para mantener la seguridad del suministro que permite satisfacer la demanda de los consumidores, para almacenar el gas natural existen distintos tipos de instalaciones de almacenamiento.

Almacenamiento subterráneo

El almacenamiento subterráneo se define como el almacenamiento de grandes cantidades de gas natural no autóctono en formaciones de roca porosa a distintas profundidades bajo presión.[3]

El gas se inyecta en las formaciones de almacenamiento subterráneas cuando la demanda es inferior a la oferta disponible y se retira del almacenamiento cuando existen grandes fluctuaciones de la demanda.[3]

Existen tres tipos principales de instalaciones para este tipo de almacenamiento, en cavernas salinas, en acuíferos y en yacimientos agotados, ver Figura 24.

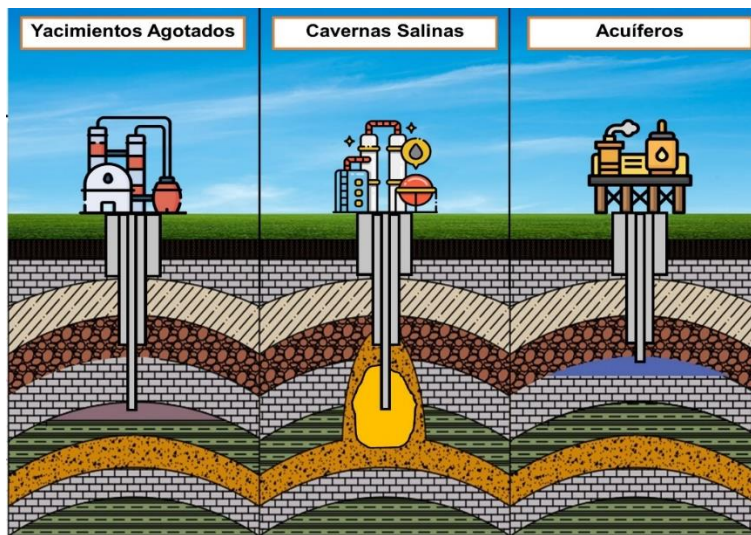


Figura 24. Tipos de Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural. Elaboración propia.

Antes de explicar cada uno de los tipos de almacenamiento subterráneo, se describen las medidas volumétricas que se utilizan para cuantificar las características fundamentales de las instalaciones de almacenamiento

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

subterráneo y del gas que contienen (Figura 25). Estas medidas se describen a continuación:

Capacidad total de almacenamiento: El volumen máximo de gas que se puede almacenar en una instalación de almacenamiento subterráneo de acuerdo con su diseño, comprendiendo las características de la formación, los equipos instalados y los procedimientos operativos particulares del lugar.[3][23]

Gas total almacenado: Volumen de gas almacenado en la instalación subterránea en un periodo de tiempo determinado.[3][23]

Gas base: también conocido como gas de amortiguamiento, es el volumen de gas natural que debe permanecer en la instalación de almacenamiento para proporcionar la presión necesaria para extraer el gas y unos índices de entrega adecuados durante toda la temporada de extracción.[1][3][23]

Gas de trabajo: El volumen de gas natural en la instalación de almacenamiento que puede ser extraído durante el funcionamiento normal de la instalación de almacenamiento.[1][23]

Capacidad de gas de trabajo: se refiere a la capacidad total de almacenamiento de gas restando el gas base.[3][23]

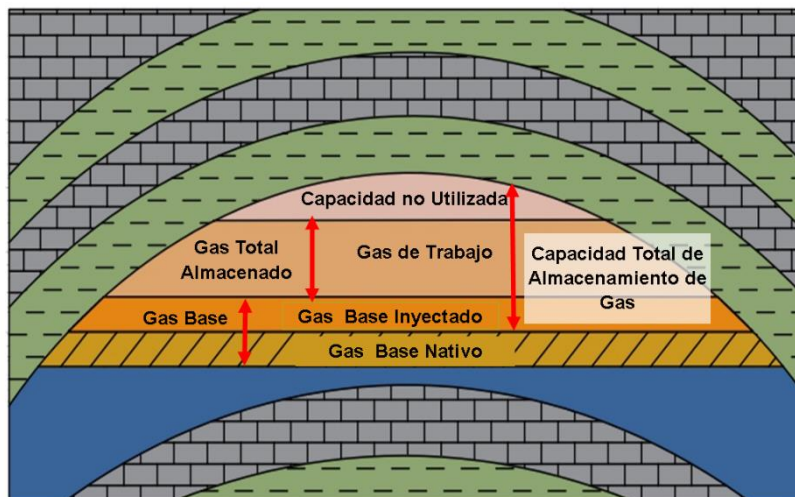


Figura 25. Medidas volumétricas del Almacenamiento subterráneo de Gas. Elaborada con datos de [3][23].

Yacimientos agotados

Los yacimientos agotados son aquellas formaciones donde ya se ha extraído gas natural recuperable. Esto deja un yacimiento geológicamente capaz de contener gas natural.[1]

La utilización de un yacimiento ya explotado con fines de almacenamiento permite el uso de los equipos de extracción y distribución sobrantes de cuando el yacimiento era productivo, esto se traduce en una reducción de costos al convertir un yacimiento agotado en una instalación de almacenamiento. Además, son yacimientos atractivos porque sus características geológicas ya son conocidas.

De los tres tipos de almacenamiento subterráneo, los yacimientos agotados son en general los más baratos, fáciles de desarrollar, operar y mantener.[1]

Los factores que determinan si un yacimiento agotado será o no una instalación adecuada son los factores geográficos y geológicos. Desde el punto de vista geográfico, los yacimientos deben estar relativamente cerca de las regiones consumidoras o de la infraestructura de transporte, incluidos los gasoductos y los sistemas de distribución, mientras que, del lado geológico las formaciones deben de tener una buena porosidad y permeabilidad.[1]

Cavernas salinas

Esencialmente, las cavernas de sal se forman a partir de depósitos de sal existentes. Existen dos tipos de almacenamiento en cavernas salinas, los domos y los lechos salinos.[1][24]

Los domos salinos son formaciones gruesas creadas a partir de depósitos naturales de sal que con el tiempo se introducen a través de los estratos sedimentarios para formar grandes estructuras en forma de cúpula o bóveda.[1]

Por otro lado, los lechos salinos son formaciones más delgadas y se localizan a menores profundidades. El desarrollo y operación de los lechos resulta con mayor costo que los domos, debido a que sus paredes tienen un mayor potencial de deterioro (Figura 26).[1]

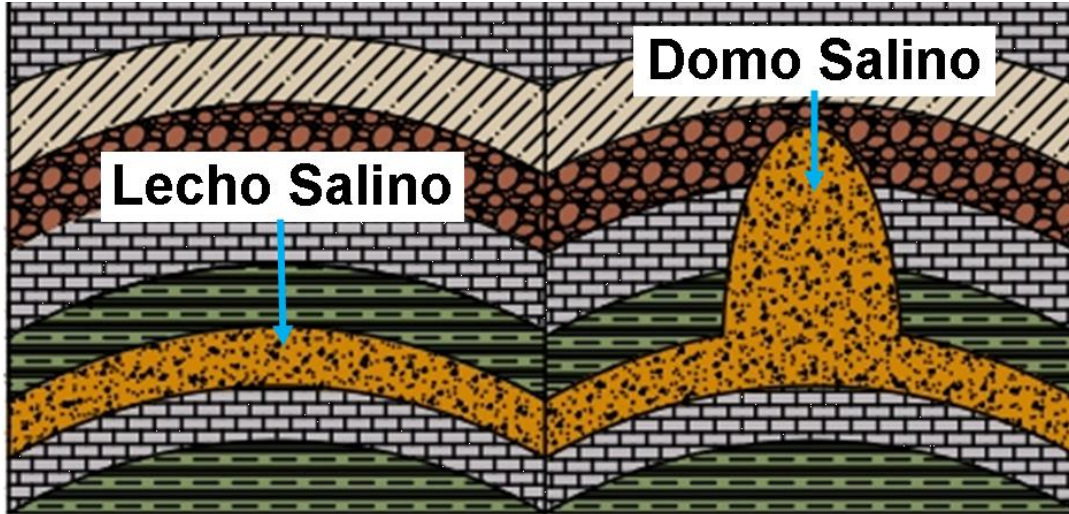


Figura 26. Diferencia de lecho salino y domo salino. Elaboración propia.

Una vez que se descubre un domo o lecho salino y se considera adecuado para el almacenamiento de gas natural, es necesario desarrollar la caverna de sal dentro de la formación, lo cual consiste en utilizar agua para disolver y extraer una determinada cantidad de sal de la formación dejando un volumen vacío para el almacenamiento de gas, a este proceso se conoce como lixiviación.[1]

Para realizar el proceso de lixiviación, primero se perfora un pozo en una formación salina adecuada y tras colocar y cementar la última tubería de revestimiento, se introducen en el pozo dos tuberías denominadas sartas de lixiviación. El espacio anular entre la sarta de lixiviación exterior y la tubería de revestimiento se rellena con un bache de diésel o de nitrógeno para evitar la disolución de la sal alrededor y encima del fondo de la tubería de revestimiento. Para disolver la caverna de sal, se hace circular agua de baja salinidad a través de una de las sartas de lixiviación y se produce una salmuera de mayor densidad producida a través de la otra sarta. La forma de la caverna se controla combinando la profundidad del estas dos sartas, el gasto y la dirección de la circulación (Figura 27).[25]

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

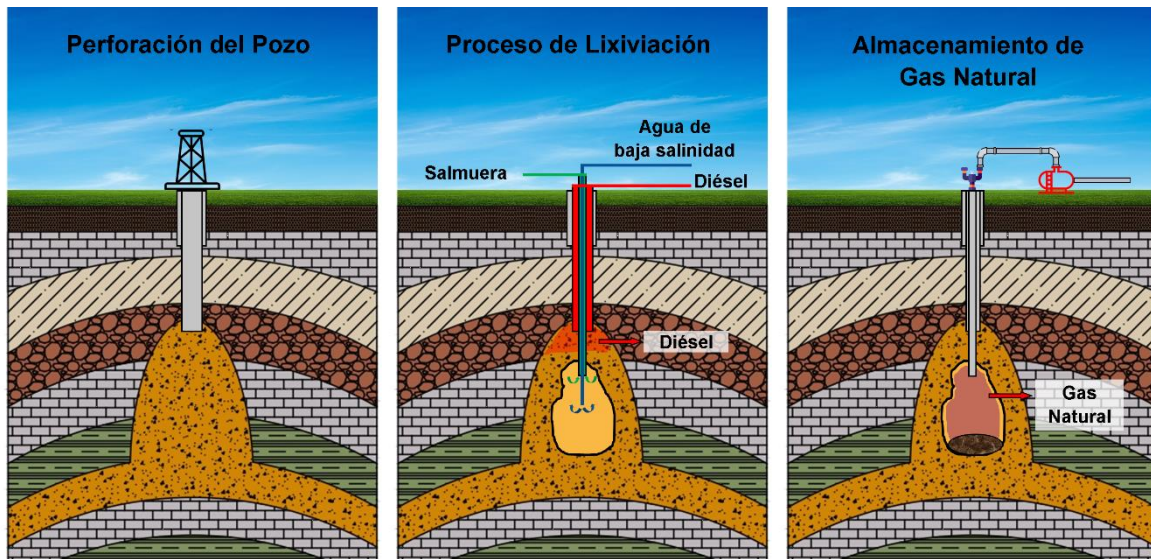


Figura 27. Proceso de lixiviación. Elaboración propia con datos de [25]

Acuíferos

Son formaciones rocosas subterráneas porosas y permeables que actúan como depósitos naturales de agua; estas formaciones pueden ser acondicionadas para el almacenamiento de gas natural.[25]

Los acuíferos suelen ser el tipo de instalaciones de almacenamiento subterráneo menos deseables y con mayores costos debido a que las características geológicas de la formación no son tan conocidas como en el caso de los yacimientos agotados. La recolección de dicha información requiere de una gran cantidad de tiempo e inversión, además, se requiere el desarrollo de infraestructura que muchas veces ya existe en los yacimientos agotados.[1]

El contenido volumétrico de gas almacenado en el acuífero depende de la configuración estructural de la formación, la porosidad de la roca, la saturación residual de agua, la presión usada para el desplazamiento y confinamiento del gas, y de una roca sello que impida que el gas almacenado fluya a estratos superiores. Además, la estructura debe presentar una presión de sobrecarga suficiente que soporte la presión de desplazamiento del agua del acuífero, la cual suele estar en el orden de 400 a 1500 psi.[26]

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

El gas natural almacenado en acuíferos, al momento de ser extraído suele requerir un procesamiento de deshidratación antes de su transporte, por lo que se necesita equipo especializado cerca de los pozos.[1]

Cada formación geológica usada como instalación de almacenamiento de gas natural posee características físicas y económicas propias, las cuales derivan en diversas ventajas y desventajas y muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Ventajas y Desventajas de los Tipos de Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural. Elaboración propia con datos de [1][24][25]

	Yacimientos agotados	Cavernas salinas	Acuíferos
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Grandes volúmenes de gas de trabajo. • Conocimiento de la geología y de los parámetros del yacimiento. • Pozos existentes que pueden convertirse en productores e inyectores. • El gas remanente del yacimiento puede usarse como gas base. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los gastos y presiones de funcionamiento pueden proyectarse de acuerdo con las necesidades. • La productividad puede ser 3 o 4 veces mayor a la de yacimientos convencionales (rápida extracción del gas). • Posibilidad de ampliación de almacenamiento por lixiviación de cavernas salinas adicionales. • Bajo volumen de gas base para gastos de extracción altos. • Recuperación total del gas base. 	<ul style="list-style-type: none"> • En las regiones en las que no se dispone de yacimientos agotados o formaciones salinas, los acuíferos son una buena opción de almacenamiento de gas natural.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • El volumen de almacenamiento y la presión de servicio están predeterminados por el yacimiento. • Sin posibilidad de ampliar el volumen de almacenamiento. • Influencia de los fluidos iniciales del yacimiento. • Se requieren grandes volúmenes de gas base para aislar el acuífero. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de una formación salina idónea (buen espesor y profundidad) • Disponibilidad abundante de agua para el proyecto de lixiviación. • Costos de exploración y perforación. • Problemas para eliminar la salmuera resultante de la lixiviación. • 	<ul style="list-style-type: none"> • Elevados gastos de exploración al no conocer propiedades petrofísicas y de infraestructura. • Información de la formación rocosa limitada. • Carencia de gas residual para utilizarlo como gas base. • No hay posibilidad de ampliar el volumen de almacenamiento.

Gas Natural Licuado

Como se describió en el capítulo anterior, el GNL facilita el almacenamiento y transporte debido a que el gas natural se ha convertido temporalmente en su forma líquida.

Almacenar GNL requiere instalaciones que soporten condiciones criogénicas específicas, por lo que se emplean tanques especiales que pueden estar semisumergidos en el terreno, colocados sobre la superficie terrestre o en islas artificiales mar adentro.[24][25]

Los tanques de almacenamiento de GNL suelen ser de tipo contención total, es decir, una construcción de doble pared con una pared exterior de hormigón reforzado y un tanque interior de una aleación de acero con un 9% de níquel, con un aislamiento extremadamente eficaz entre las paredes para mantener la temperatura en -161 [°C], en la Figura 28 se observa un tanque de almacenamiento de GNL.[3][24]

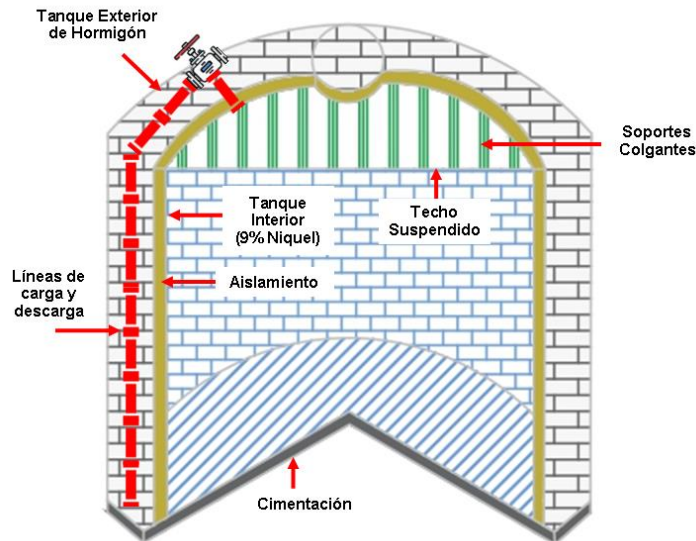


Figura 28. Tanque de Almacenamiento de GNL. Elaboración propia con datos de [24]

Esta forma de almacenamiento presenta diversas ventajas como la ausencia de limitaciones geográficas, un mejor aislamiento, la accesibilidad para la inspección

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

de las instalaciones, buena capacidad de medición, larga vida útil y bajo mantenimiento.

Capacidad de almacenamiento de los gasoductos

El gas puede almacenarse temporalmente en el sistema de gasoductos, mediante un proceso denominado empaquetamiento de la línea. Esto se hace introduciendo más gas en el ducto mediante un aumento de la presión. Durante los periodos de alta demanda, se puede extraer el gas de las zonas con mayor demanda de las que se inyectan en la zona de producción.[3]

El proceso de empaquetamiento de la línea suele realizarse en las horas de menor consumo para satisfacer la demanda máxima del día siguiente, este método, sin embargo, sólo proporciona un sustituto temporal a corto plazo de almacenamiento, debido a que los gasoductos son vistos principalmente como infraestructura de transporte.[1]

Cada tecnología de los tipos de almacenamiento de gas natural antes descritos presenta diferentes características físicas, técnicas y económicas que inciden en su capacidad operativa y costos, los cuales se describen en la Tabla 4.

Tabla 4. Comparación de los tipos de almacenamiento de gas natural Modificada de [24]

Parámetro	GNL	Gasoductos	Almacenamiento Subterráneo
Costo	El costo medio oscila entre 500 millones a 2,500 millones de dólares	Están en función de la distancia y el diámetro; y pueden ser elevados.	Rondan entre los 110 millones a 550 millones de dólares
Capacidad de almacenamiento	Los tanques existentes más grandes almacenan aproximadamente 3.05[Bcf]	Tienen una entrada de gas limitada que varía con el diámetro y la longitud de la tubería	Depende del tamaño de la instalación. Algunas existentes tienen una capacidad de 120[Bcf]
Forma de almacenamiento	Líquido	Líquido o gas	Gas
Longevidad del almacenamiento	-	Temporal ya que los gasoductos son principalmente para transporte	Hasta 100 años

Capacidad de almacenamiento a nivel mundial

Almacenamiento subterráneo

A finales de 2018, existían 662 instalaciones subterráneas de gas natural en operación en el mundo. Norte América concentraba más de dos tercios de las instalaciones, con 386 en Estados Unidos y 53 en Canadá, siendo estos los países con mayor número de instalaciones en el mundo (Figura 29).[27]

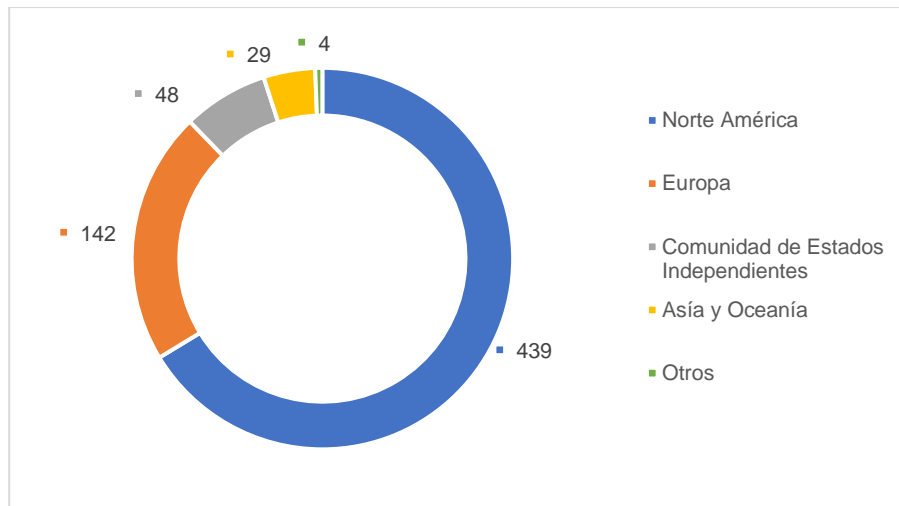


Figura 29. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural por regiones 2018. Elaboración propia con datos de [27]

El desglose del almacenamiento subterráneo de gas por tipo de almacenamiento muestra un predominio de los yacimientos agotados con 486 instalaciones, después se encuentran las cavernas salinas con 99 instalaciones y, por último, los acuíferos con 77 instalaciones.[27]

La capacidad global del gas de trabajo es de 14,870 billones de pies cúbicos [Bcf]. Norte América y Europa son las regiones que tienen la mayor capacidad de gas de trabajo con un 40% y 28.7% del total respectivamente, ver Figura 30.[27]

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

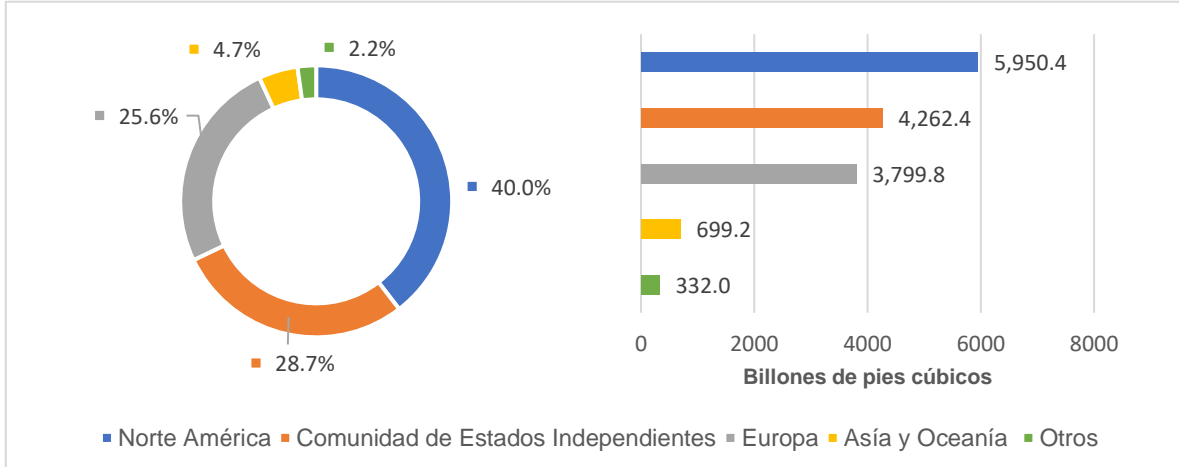


Figura 30. Capacidad de gas de trabajo por región 2018. Elaboración propia con datos de [27]

El país con mayor capacidad de gas de trabajo a nivel mundial es Estados Unidos teniendo una participación del 32.2%, después se encuentran Rusia 17.8%, Ucrania 7.6% Canadá 6.6% y Alemania 5.8% (Figura 31).[27]

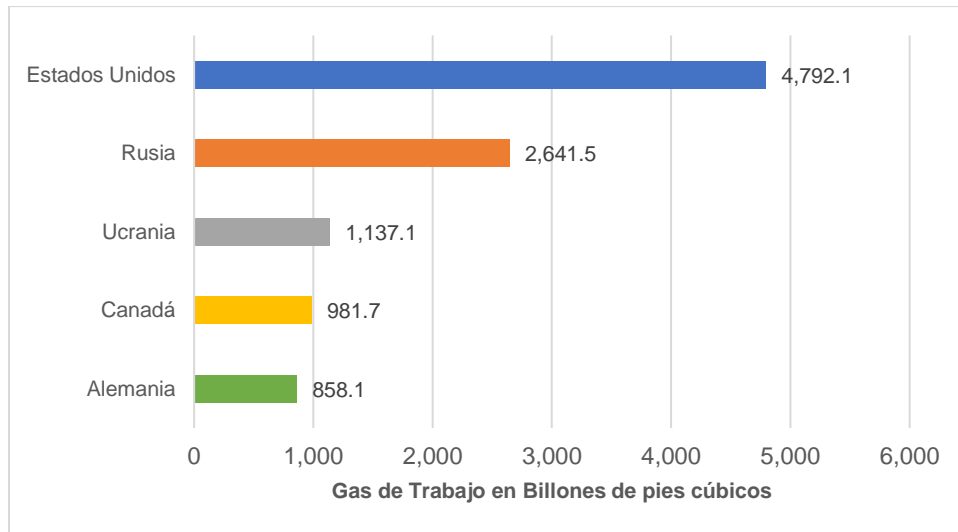


Figura 31. Países con mayor capacidad de gas de trabajo. Elaboración propia con datos de [27]

En 2018 Estados Unidos contaba con 385 instalaciones de almacenamiento, de las cuales 303 son yacimientos agotados, 45 acuíferos y 38 cavernas salinas, con una capacidad de gas de trabajo de 4,792.1 [Bcf].[27][28]

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

En la Figura 32 se observa que la gran mayoría de las instalaciones de almacenamiento se encuentran en los estados que tienen mayor población y en la zona productora de gas.[28] Además, la mayoría de los estados que tienen un mayor Producto Interno Bruto tiene acceso a gas natural, como lo son California, Texas, New York, Illinois, Pennsylvania y Ohio, ver Tabla 5.[29]

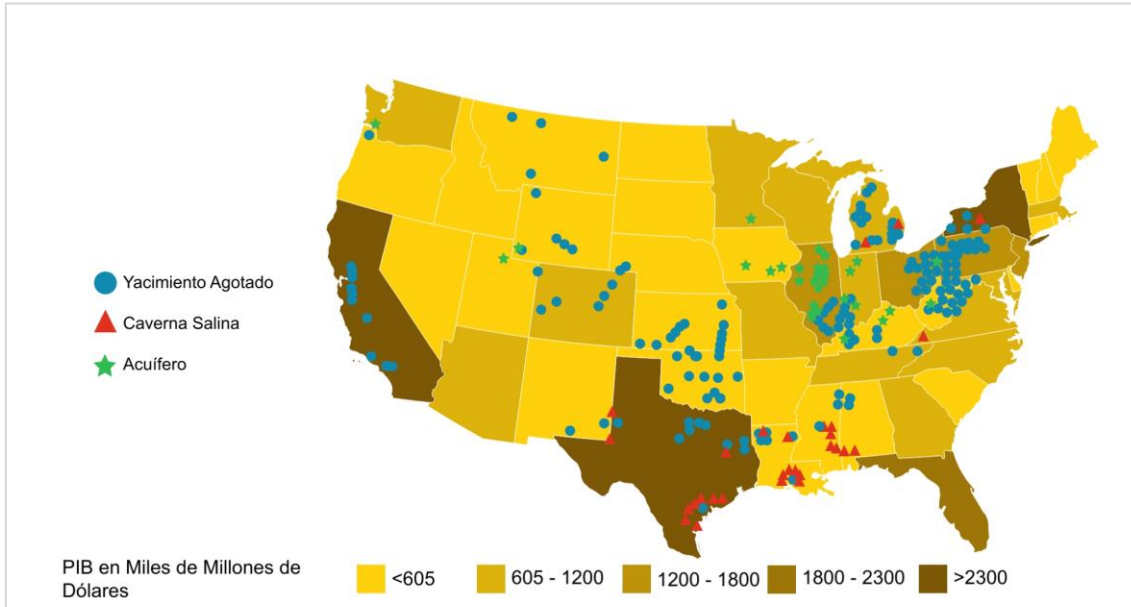


Figura 32. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural en Estados Unidos 2018. Elaboración propia con datos de [27][29]

Tabla 5. Estados de Estados Unidos de América con mayor Producto Interno Bruto en 2018. Elaboración propia con datos de [29]

Nombre	PIB (Millones de dólares)	Porcentaje
Estados Unidos de América	\$20,527,159	100%
California	\$2,895,101	14.1%
Texas	\$2,761,094	8.8%
New York	\$2,459,350	8.3%
Florida	\$1,057,862	5.2%
Illinois	\$867,536	4.2%
Pennsylvania	\$772,611	3.8%
Ohio	\$666,974	3.2%
New Jersey	\$613,509	3.0%

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

Comparando Estados Unidos con los países europeos se observa que este posee una mayor capacidad de almacenamiento en comparación con Europa, la cual cuenta con 142 instalaciones, 74 yacimientos agotados, 48 cavernas salinas y 45 acuíferos con una capacidad de gas de trabajo de 3796.3 [Bcf].[27]

En la Figura 33 y Figura 34 se observa que la mayor parte de las instalaciones de almacenamiento de Europa se encuentran en Alemania contando con 47, con una capacidad de gas de trabajo de 858.1 Millones de pies cúbicos [MMcf], y representa el 22.6% del total. Además, existe una relación de los países que tienen mayor accesibilidad al gas natural y almacenamiento entre los que tienen un PIB superior al resto, por ejemplo Alemania y Francia, ver Figura 33[27]

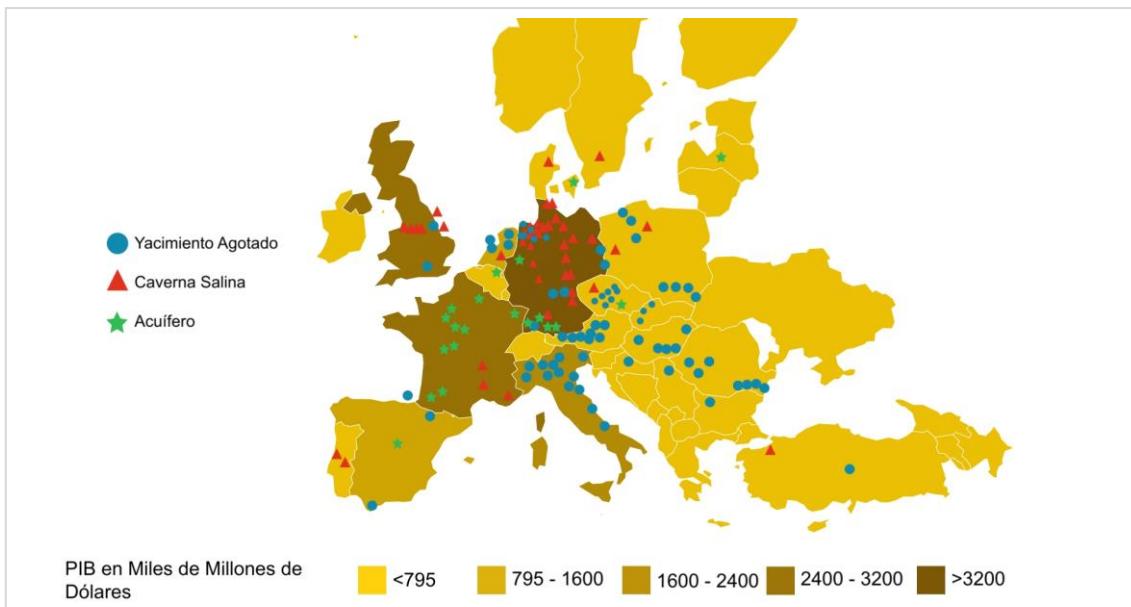


Figura 33. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural en Europa 2018. Elaboración propia con datos de [27][29].

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

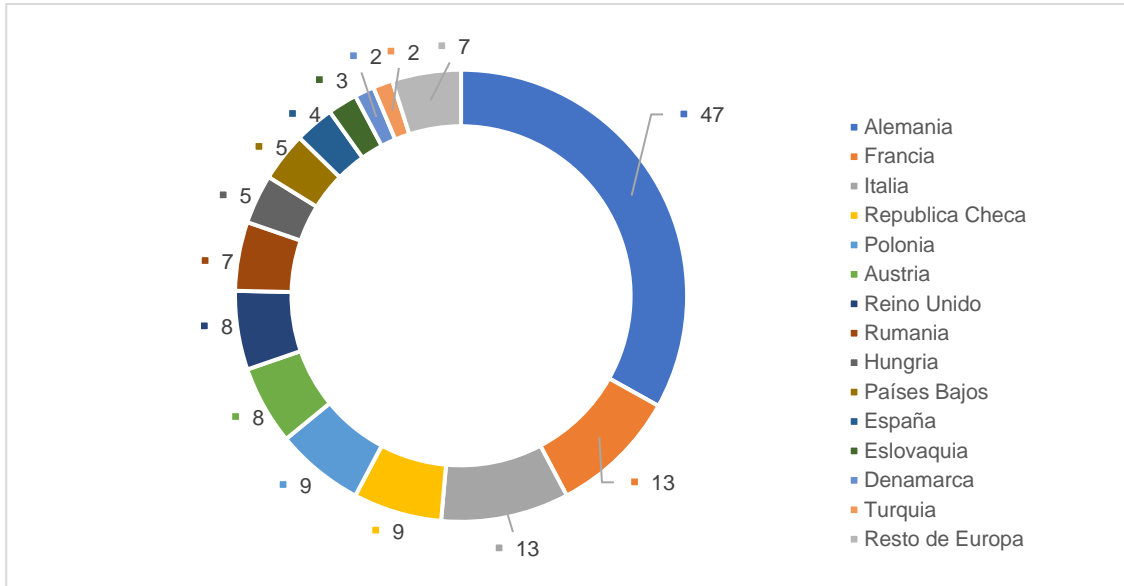


Figura 34. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural en Europa 2018. Elaboración propia con datos de [27].

En Centro y Sur América solo cuenta con una sola instalación de almacenamiento subterráneo de gas natural, la cual se encuentra en Argentina, tratándose de un yacimiento agotado de gas con una capacidad de gas de trabajo 3,531 [MMcf].[27]

El acceso al gas natural permite el desarrollo y crecimiento económico de las naciones, logrando mejorar la calidad de vida de sus poblaciones e incrementa la actividad industrial, lo cual se ve reflejado esto en su Producto Interno Bruto (PIB).

De los diez países con mayor capacidad de almacenamiento subterráneo en 2018, seis se ubican entre los países con mayor Producto Interno Bruto, lo cual se puede relacionar con el desarrollo de las naciones (Figura 35).[27][29]

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

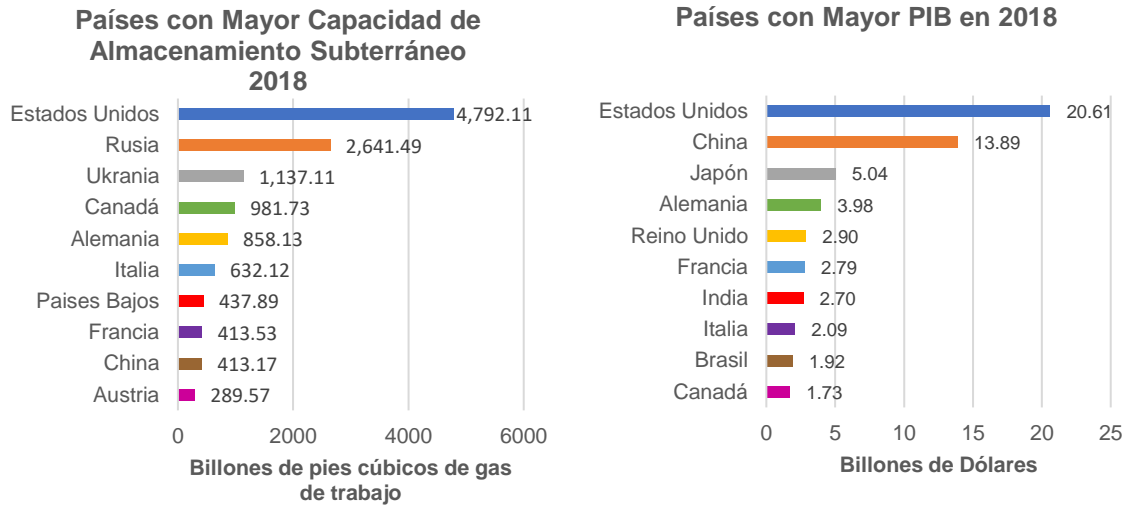


Figura 35. Comparación de los países con mayor capacidad de almacenamiento vs los países con mayor PIB en 2018. Elaboración propia con datos de [27][29].

Capacidad de almacenamiento GNL

La importancia estratégica de almacenar gas natural está aumentando a medida que incrementa el suministro de GNL en todo el mundo, especialmente en Asia y Europa.

Para describir la capacidad de almacenamiento a nivel mundial se tiene que describir una parte del segmento *midstream* de la cadena de valor del gas natural, que es donde se encuentran las actividades referentes a los procesos de la licuefacción, el transporte, almacenamiento y regasificación, ver Figura 36.[30]

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

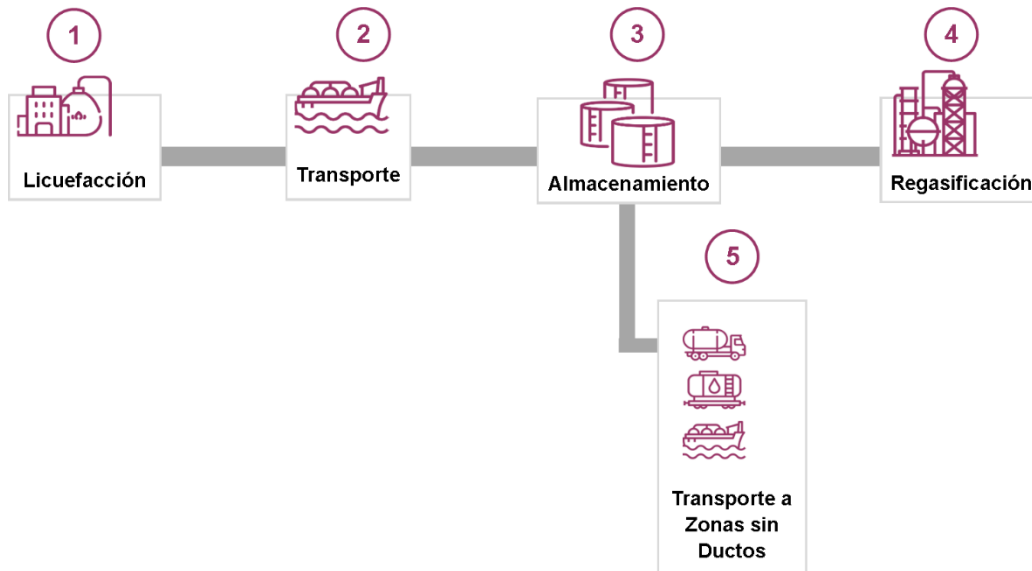


Figura 36. Cadena de Valor del Gas Natural Licuado. Elaboración propia con datos de [30]

1. En la planta de licuefacción, el gas natural pasa al estado líquido al disminuir la temperatura alrededor de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, reduciendo su volumen 600 veces. El GNL es almacenado en tanques criogénicos hasta que se haga el trasiego a un buque tanque.[1][30]
2. El GNL se bombea desde los tanques de almacenamiento a buques cisterna de doble casco especialmente diseñados para su transporte.[1][30]
3. Cuando el buque llega a su destino, el GNL se descarga en la terminal y se almacena en tanques criogénicos en estado líquido.[1][30]
4. Posteriormente, el GNL se traslada a una planta de regasificación donde se aumenta la temperatura, el gas se expande y pasa al estado gaseoso original para su entrega en el sistema de gasoductos. La mayoría de las plantas de regasificación se encuentran en tierra; sin embargo, existen unidades flotantes de almacenamiento y regasificación, los cuales son buques que se encuentran anclados al lecho marino.[1][30]
5. Como alternativa, el GNL puede ser transportado de los tanques de almacenamiento en camiones, pequeños barcos o vagones de tren para entregarlo en zonas más remotas donde los gasoductos no llegan (punto de llegada una terminal de regasificación).[1][30]

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

Garantizar que los países tengan acceso a los mercados de gas licuado es un objetivo clave en la estrategia energética de las naciones debido a que, el GNL contribuye a la diversidad del suministro de gas y mejora la seguridad energética. A finales del 2020 la capacidad de licuefacción promedio a nivel mundial fue de 56.95 [Bcf/d], entre los países con mayor capacidad se encuentran Australia (19.3%), Qatar (17%), Estados Unidos (15.3%), Malasia (6.7%) y Rusia (5.9%), los cuales representan aproximadamente el 64% del total (Figura 37).[31]

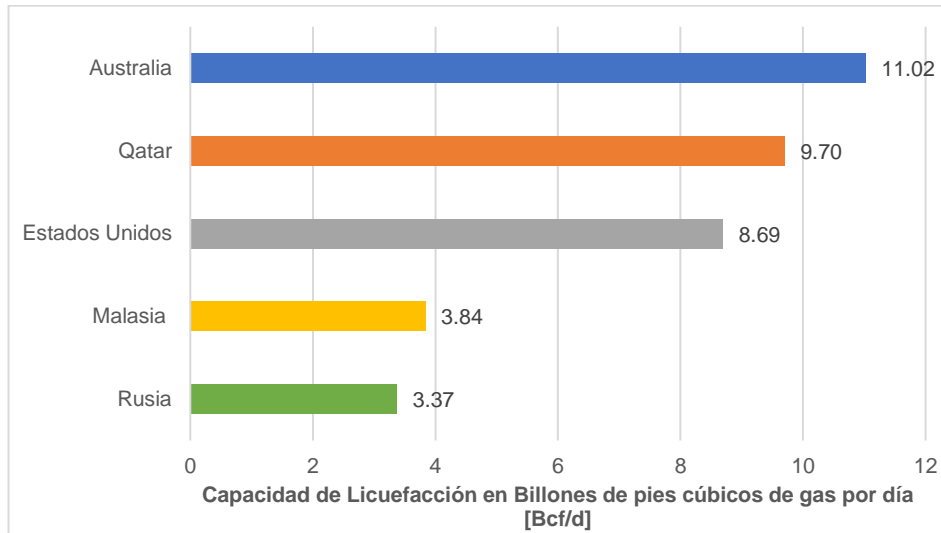


Figura 37. Países con Mayor Capacidad de Licuefacción 2020. Elaboración propia con datos de [31].

Estos países al tener la mayor capacidad de licuefacción a nivel mundial tuvieron por consiguiente las mayores exportaciones de GNL, tan solo Australia, Qatar y Estados Unidos, representaron el 56% de las exportaciones a nivel mundial.[10][31] En la

Figura 38 observamos las plantas de licuefacción más importantes a nivel global.

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL



Figura 38. Plantas de licuefacción de gas natural licuado en 2020. Elaboración propia con datos de [31].

En 2020 existían un total de 572 buques en la flota de transporte de GNL a nivel mundial, estos incluyen buques que comercian activamente, los que están inactivos disponibles para trabajar y los que actúan como buques de almacenamiento y regasificación. Del total de los buques, 37 del total eran de almacenamiento y regasificación y cuatro eran solo unidades de almacenamiento.[31]

La capacidad de regasificación de GNL en el mercado global en 2020 fue de 106.9 [Bcf/d] de gas, las mayores capacidades de regasificación se encuentran en la región de Asia del Pacífico, en la Figura 39 se muestran las principales terminales de regasificación en 2020.[31] Japón es el país con la mayor capacidad de regasificación y al mismo tiempo también es el mayor importador de GNL, con una capacidad de 26.5 [Bcf/d] de gas natural en 2020 representando el 24.8% del total mundial. Después se encuentra Corea del Sur (16.1%), China (11.2%) , Estados Unidos (5.4%) y España (5.2%), ver Figura 40.[31]

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL



Figura 39. Plantas de Regasificación de Gas Natural Licuado en 2020. Elaboración propia con datos de [31].

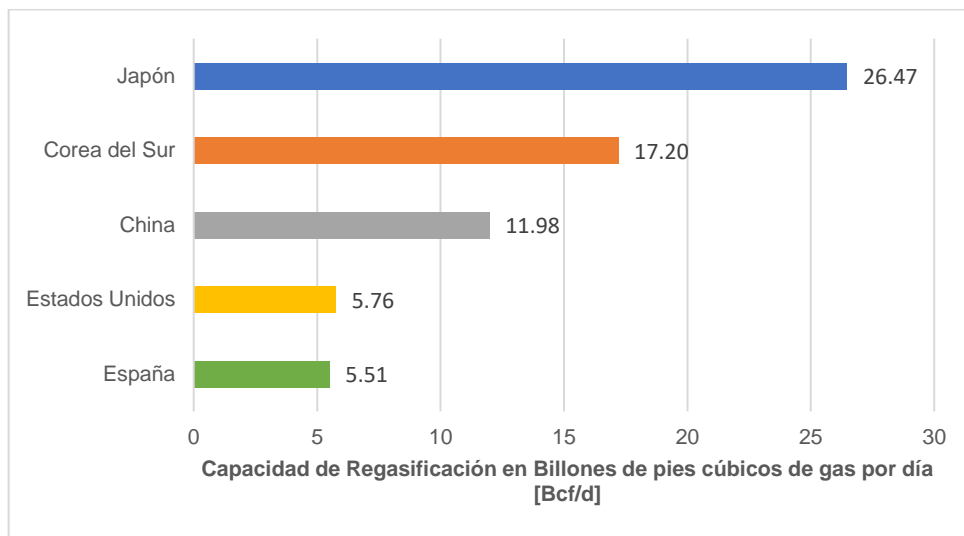


Figura 40. Países con mayor capacidad de regasificación. Elaboración propia con datos de [31].

La capacidad mundial de almacenamiento en tanques criogénicos de GNL a finales de 2018 fue de 2,351.6 [MMcf] a nivel mundial, más del 65% de la capacidad de almacenamiento existente en el mercado se encuentra en Japón, China y Corea del Sur. Al igual que en la capacidad de regasificación, Japón es el país con mayor capacidad de almacenamiento de GNL con 647.6 [MMcf] representando el 27.3% del total, después continúan China (19.5%), Corea del Sur (18.6%), España (4.8%), e India (4%), ver Figura 41.[31]

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

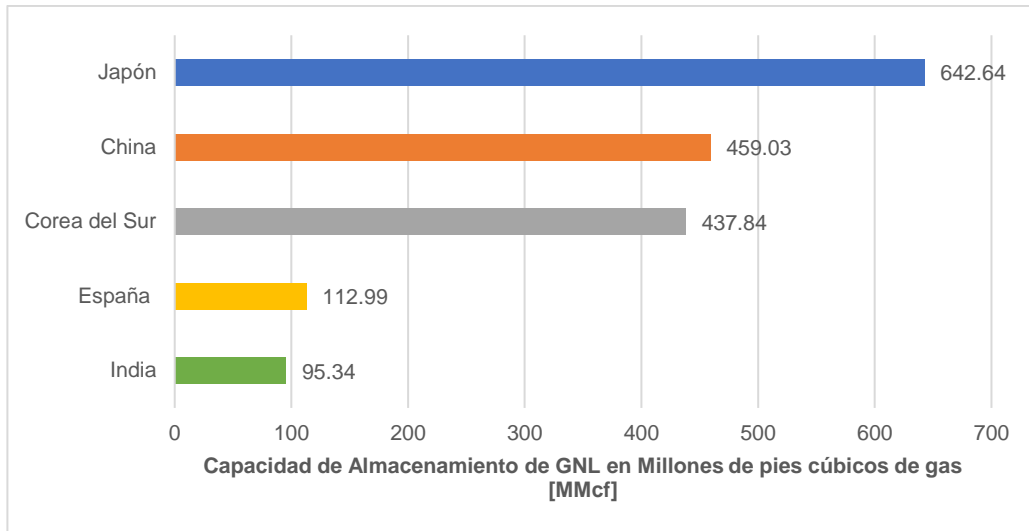


Figura 41. Países con mayor capacidad de almacenamiento de GNL. Elaboración propia con datos de [31].

Los principales movimientos de gas natural licuado fueron a los mercados de Asia y Europa, debido a que son los mercados más rentables y atractivos para los comercializadores debido a sus precios, dichos mercados en 2020 representaron el 70.8% y 23.5 % de las importaciones de GNL respectivamente (Figura 42).[10]



Figura 42. Principales Movimientos de GNL en 2020. Elaboración propia con datos de [10].

Actualmente el suministro y almacenamiento de gas natural juegan un papel importante en la geopolítica de los países, por ejemplo la invasión de Rusia a

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

Ucrania ha desencadenado una gran crisis de seguridad y suministro de energía que ha incrementado los precios de las materias primas, con implicaciones importantes en la economía global.

El conflicto ha ejercido una presión considerable sobre los mercados de gas natural y ha aumentado la incertidumbre. Europa ha sido el epicentro de las tensiones del mercado de gas natural desde el principio de la temporada primavera – verano, como resultado de la combinación de un inventario pobre de almacenamiento subterráneo de gas natural.[32]

Los menores suministros rusos han sido compensados en gran medida por GNL, convirtiendo a Europa en el mercado más grande para la venta de éste.

Con datos de 2020, Europa tuvo un consumo promedio de 52.35 [Bcf/d], del cual importó 17.88 [Bcf/d] (34.2%) de Rusia. Además, todas las importaciones totales de Europa, tanto por gasoductos y por terminales de regasificación de GNL fueron 31.13 [Bcf/d], lo que significa que aproximadamente el 60% de la demanda de esta región es importada.[10]

Ante la amenaza de Rusia con bloquear el suministro de gas natural a Europa queda la incertidumbre de como los países que se encuentran en esta región asegurarán el suministro de este combustible para satisfacer la demanda. Estados Unidos se ha mostrado interesado en fortalecer la seguridad energética de Europa; sin embargo se desconoce si dicho país posee la capacidad suficiente de licuefacción para lograr el abastecimiento de gas natural, ya que en el 2020, la capacidad de licuefacción era de 8.69 [Bcf/d], lo que represento el 50% de las exportaciones de Rusia hacia Europa.[10][32]

Por lo tanto, para cubrir la demanda de gas será necesario construir más plantas de licuefacción que permitan exportar el GNL requerido por Europa, ya que en el corto plazo sólo podrá satisfacer parcialmente la demanda de la región mencionada.

Como resultado del conflicto entre Rusia y Ucrania se derivó la falta de buques cisterna para transportar GNL, lo cual podría conducir a tarifas de transporte

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

elevadas, nunca antes vistas en la industria. De hecho, los precios de GNL y las interrupciones del abastecimiento de gas han incrementado.[32]

La seguridad energética de un país es la capacidad que se tiene para mantener un superávit energético que brinde la certidumbre de que las actividades productivas podrán seguir desarrollándose con continuidad y con insumos energéticos de calidad. Actualmente, el gas natural es una de las principales y más relevantes fuentes de energía utilizadas para uso doméstico, industrial y creación de energía eléctrica, que ha incrementado su uso en muchos países debido a que es menos contaminante para el medio ambiente.[33]

Al igual que muchas naciones, México satisface gran parte de la energía que utiliza con gas natural, por lo tanto, en el siguiente capítulo se presenta el análisis de su importancia y uso en el país

Capítulo 3: Perspectiva del gas natural en México

Marco regulatorio

En México, se llevó a cabo la Reforma Energética para facilitar la participación del sector privado en la industria de los hidrocarburos, con la cual, se implementaron mecanismos de regulación nuevos.

Dicha reforma entra en vigor con el decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de noviembre de 2013, el cual establece que se reforman y adicionan diversas disposiciones a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía, específicamente los artículos 25, 27 y 28, los objetivos de dicha reforma se observan en la Figura 43.[2]

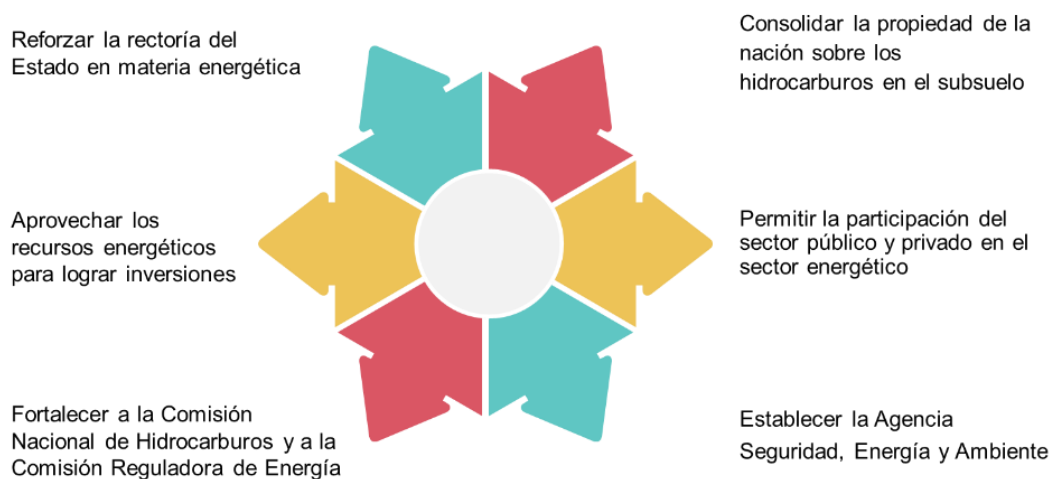


Figura 43. Objetivos de la Reforma Energética. Elaboración propia con datos de [2].

El artículo 25 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece que el gobierno federal tiene la propiedad y el control de los organismos reguladores y de las empresas productivas del estado, Petróleos Mexicanos (PEMEX) y Comisión Federal de Electricidad (CFE), además dicha ley proveerá las condiciones para que el desarrollo del

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

sector privado contribuya al crecimiento económico, promoviendo la competitividad.[34]

El artículo 27 dicta que el petróleo y los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos en el subsuelo son propiedad de la nación, tal y como se enunciaba antes de la Reforma Energética, sin embargo, con el propósito de obtener ingresos para la nación, se agregó que el gobierno federal podrá llevar a cabo asignaciones y contratos con entidades estatales o contratos con empresas privadas, para llevar a cabo las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.[34]

En el artículo 28, se prohíben los monopolios dentro de la industria de los hidrocarburos, permitiendo abrir el mercado a otros participantes, además, el Estado podrá contar con los organismos que requiera para el manejo de las actividades que están a su cargo.[34] En la Figura 44 se resumen los principales puntos de los artículos de la constitución relacionados con el sector hidrocarburos.

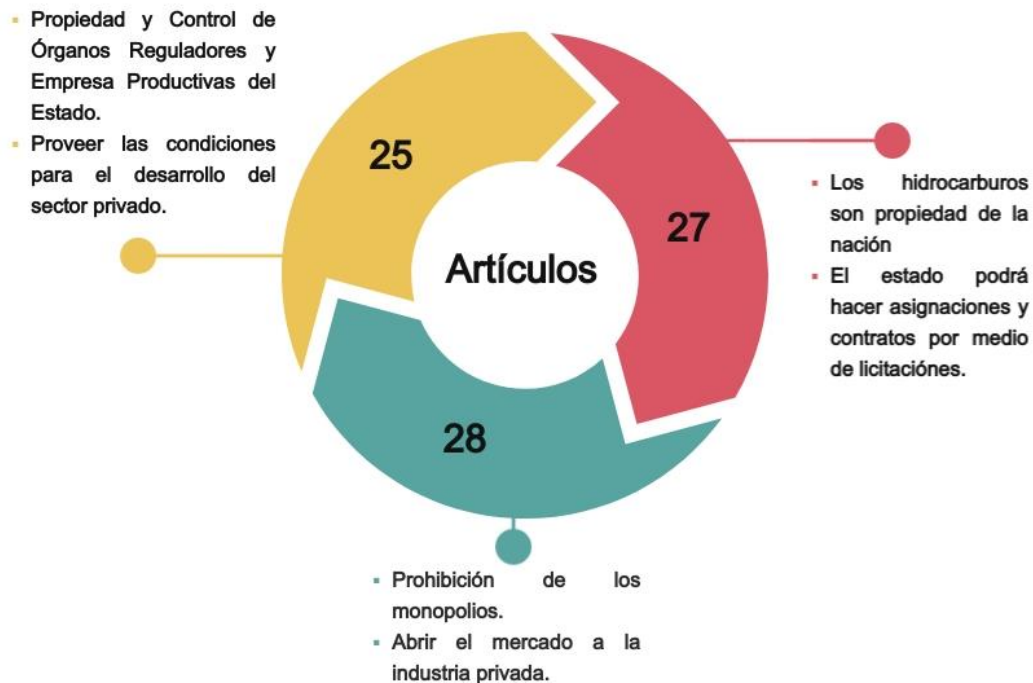


Figura 44. Artículos de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de hidrocarburos. Elaboración propia con datos de [34].

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

Derivado de lo anterior, el 14 de agosto de 2014, se publicaron las leyes secundarias en materia energética y con ello, nace el nuevo marco regulatorio del sector energético. Además, fueron emitidas; la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores, la Ley de Ingresos de Hidrocarburos, Reglamento de Título Tercero, entre otras, ver Figura 45.[35]



Figura 45. Leyes secundarias creadas con la reforma energética. Elaboración propia con datos de [35].

Con el nuevo régimen jurídico del sector energético se fortalecieron y crearon órganos reguladores que permitirían un mercado eficiente, con lo que se liberó la industria de los hidrocarburos, favoreciendo la competencia en los segmentos *upstream*, *midstream* y *downstream* en el mercado de gas natural[36]. En la Figura 46 se describe la regulación del mercado energético en México.

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

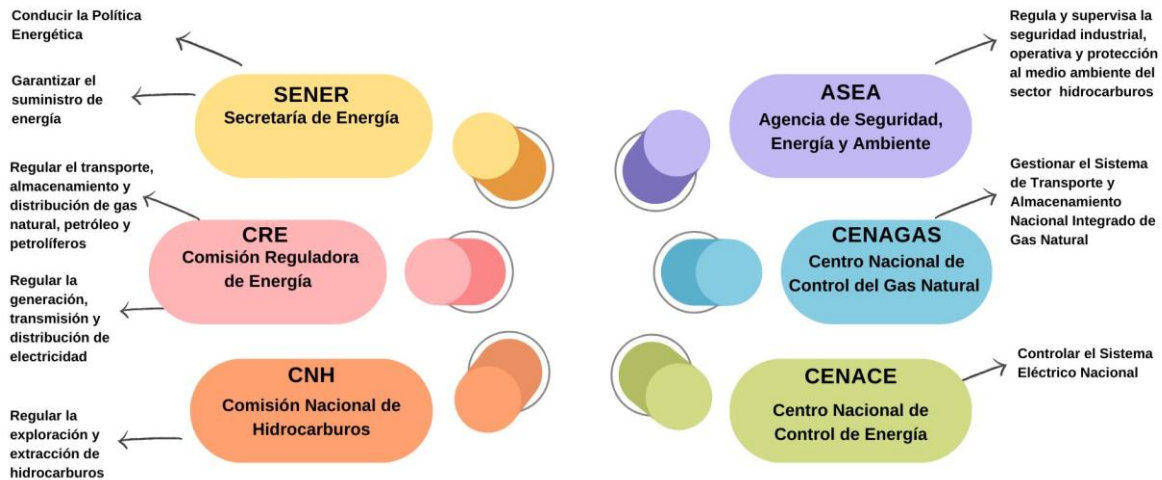


Figura 46. Regulación del mercado energético en México. Elaboración propia con datos de [35].

Upstream

Las leyes mexicanas permiten contratos de exploración y producción de petróleo y gas, tanto en tierra como en alta mar, incluyendo contratos de producción compartida, contratos de licencia, adjudicación directa y servicios.[36]

Las actividades de exploración y producción, por, están sujetas a la regulación y supervisión técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).[36]

Además, las empresas que pretendan realizar actividades de exploración y producción deben preparar un estudio de impacto social ante la Secretaría de Energía (SENER), el cual debe de contener la identificación, caracterización predicción y valoración del impacto social que pudiera resultar en actividades a desarrollar, así como las medidas de mitigación y los planes de gestión social.[36]

Finalmente, los contratos de exploración y producción incluyen convenios y obligaciones de cumplimiento, que son emitidos por la CNH o por otros órganos reguladores, que de no cumplirse pueden estar sujetos a sanciones.[36]

Midstream

Las actividades de procesamiento de gas natural están sujetas a un permiso que otorga la SENER.[36]

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, los servicios de transporte por ducto y el almacenamiento de gas natural están sujetos a un permiso federal otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), donde las empresas demuestren que cuentan con la experiencia, la capacidad técnica y financiera; además, de revisar la factibilidad del proyecto a implementar. Se deberá solicitar la aprobación de términos y condiciones de prestación de servicio, realizar una temporada abierta³ y la aprobación de tarifas previo a la iniciación de operaciones.

Como regla general, los gasoductos operan bajo permisos de acceso abierto.[36]

La CRE, como reguladora de las actividades *midstream*, tiene facultades para establecer las condiciones especiales para los titulares de permisos de transporte por ducto y almacenamiento, con el fin de garantizar que se observen los principios de acceso abierto. Además, en caso de que los permisionarios incumplan con las obligaciones establecidas, estas empresas o entidades pueden estar sujetas a sanciones o terminación anticipada del permiso aplicable.[36]

Entre los cambios más importantes después de la Reforma Energética se encuentra la creación del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), una organización pública que no es subsidiaria de PEMEX, la cual ha asumido los activos y operaciones de transporte de gas natural.[36]

Todo usuario que acceda al sistema de transporte por ductos debe pagar a la empresa o CENAGAS la respectiva tarifa de transporte correspondiente, previamente aprobada por la CRE e incluida en los Términos y Condiciones para la Prestación de Servicios.[36]

Finalmente, si se pretende construir un nuevo ducto o infraestructura de almacenamiento y que opere como parte del Sistema Integrado de Transporte y Almacenamiento, la CRE deberá de aprobar los términos y condiciones en que se integrarán, incluyendo las tarifas.[36]

³ Proceso mediante el cual un permisionario de transporte de gas natural pone a disposición del mercado la capacidad disponible del sistema, recibe propuestas de reserva de capacidad y la asigna bajo un sistema transparente y no discriminatorio que asegure el acceso abierto.[24]

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, la gestión de niveles mínimos de almacenamiento de gas natural se llevará a cabo por la SENER, por lo que se creó la Política Pública para la Constitución de Almacenamiento de Gas Natural, la cual es aplicable a permisionarios con actividades reguladas en la materia. En la Figura 47 se describen las obligaciones de la política para el almacenamiento de este combustible.[24]



Figura 47. Obligaciones de la Política Pública de Almacenamiento de Gas Natural. Elaboración propia con datos de [24].

Downstream

La distribución de gas natural comprende la actividad de adquirir, recibir, almacenar y en su caso conducir este combustible para su expendio al público o

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

uso final. La distribución podrá llevarse a cabo mediante ducto, autotanques o recipientes portátiles.[36]

Todos los permisionarios de distribución por ducto están obligados a brindar acceso abierto a sus sistemas, de forma no discriminatoria a cualquier entidad que solicite sus servicios, de acuerdo con las condiciones generales para la prestación de servicios establecidos por la CRE.[36]

Los Términos y Condiciones para la Prestación de Servicios es un documento que incluye el tipo de servicio ofrecido por la empresa, para la distribución de gas natural, es decir, es el documento que establece las obligaciones y derechos del permisionario y el usuario y viceversa. aprobadas por la CRE. Además, incluyen un apartado sobre la calidad del gas natural comercializado.[36]

Asimismo, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente (ASEA) está a cargo de regular y supervisar los aspectos de seguridad industrial y protección ambiental de las actividades del sector *upstream*, de mismo modo, de las actividades *midstream* y *downstream*. En la Figura 48 se muestra la cadena de valor de gas natural en México junto con su regulación en cada uno de sus segmentos.[36]

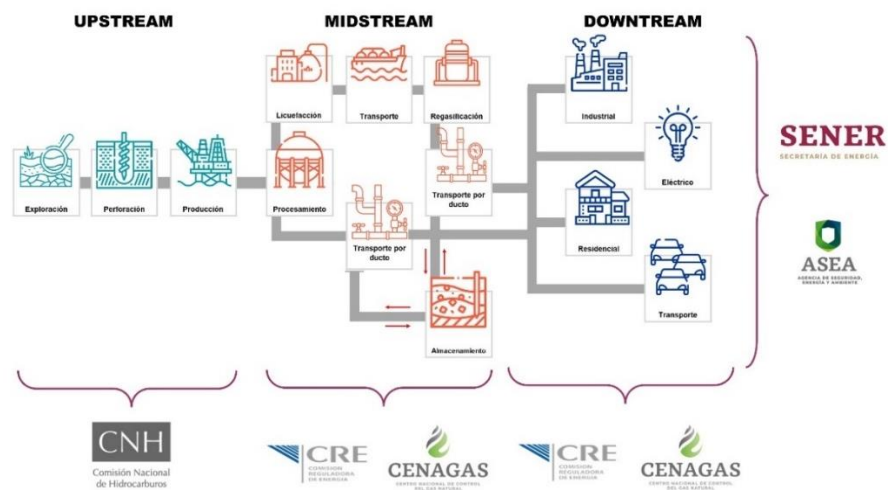


Figura 48. Cadena de Valor del Gas Natural en México. Elaboración propia con datos de [2][7][8][36].

Producción de energía primaria en México

La producción de energía primaria en México fue de 6.78 exajoules [EJ] en 2020, teniendo un incremento del 7.14% respecto al 2019. La mayor parte de la energía primaria fue enviada a centros de transformación, lo que permite tener productos más útiles, como la energía eléctrica y las gasolinas, para el consumo nacional. En 2020 se enviaron 3.07 [EJ] de energía primaria para su transformación, 13% menos que el año anterior debido a una menor demanda de energía provocada por la crisis de la pandemia de COVID 19.[37]

Los hidrocarburos representaron un 84% de toda la producción nacional, durante el 2020 la producción de petróleo crudo represento el 56.3% del total de la energía primaria, el gas natural el 25.7%, el carbón el 2.8% y los condensados un 2.1%, ver Figura 49.[37]

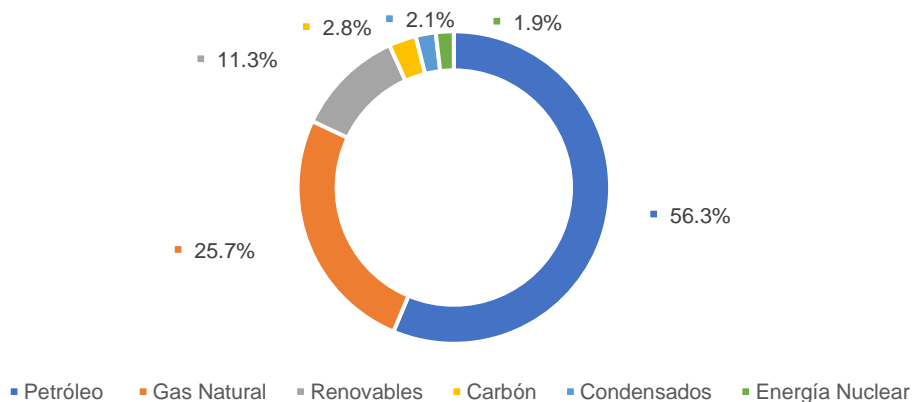


Figura 49. Producción de energía primaria por combustible 2020. Elaboración propia con datos de [37].

Los hidrocarburos en México tienen una gran importancia en la matriz nacional de producción de energía primaria y cualquier cambio puede tener una gran repercusión en la disponibilidad de energía y la dependencia energética del país. De 2012 a 2020, la producción de hidrocarburos disminuyó un 29% pasando de 8.03 [EJ] en 2012 a 5.70 [EJ] en 2020, teniendo una disminución en la producción de energía primaria.[37]

Consumo de energía en México

El consumo de energía en 2020 fue de 7.82 [EJ], 11.17% menos que el 2019. El 45.59% de la energía en el país fue cubierta por las importaciones que aportaron 3.56 EJ, 25.71% menos que en 2019 debido al incremento de la producción de energía primaria y al decremento del consumo provocado por la pandemia (Figura 50).[37]

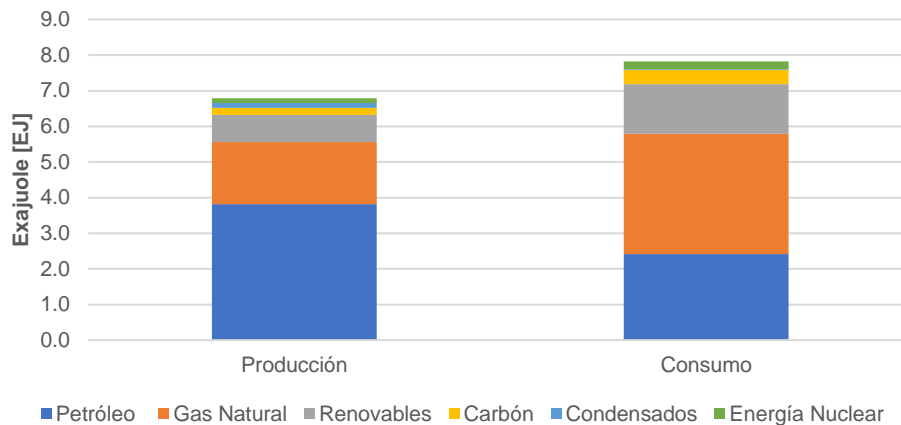


Figura 50. Producción y Consumo de Energía en México 2020. Elaboración propia con datos de [37].

El 88% del consumo de energía fue cubierta por los hidrocarburos, el gas natural aportó un 43.2%, el petróleo un 30.9%, el carbón un 5% y los condensados 0.2%. El resto fue aportado por las energías renovables con un 17.8% y la energía nuclear con un 2.9%, ver Figura 51.[37]

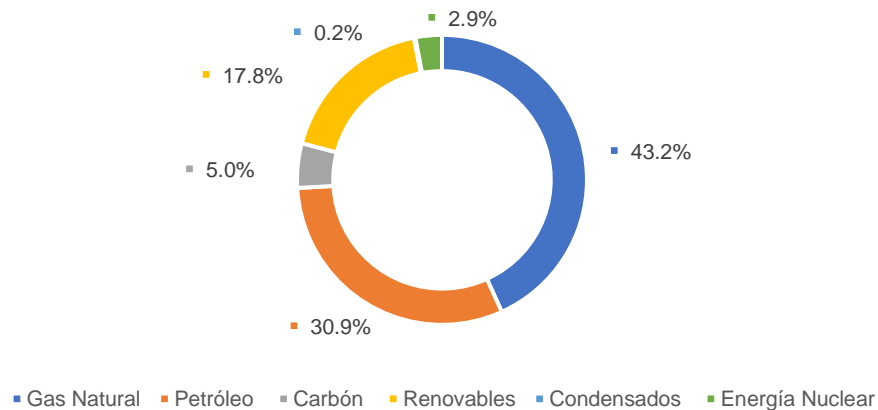


Figura 51. Consumo de Energía Primaria por Combustible 2020. Elaboración propia con datos de [37].

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

El consumo de gas natural ha tomado gran relevancia en la transición energética de México, pasando de ser la segunda fuente de energía primaria en 2010 a la primera en 2020, ver Figura 52.[37] Como se mencionó anteriormente, el gas natural sirve como un combustible de transición que nos permite reducir las emisiones de gases contaminantes en comparación a otros combustibles fósiles, además de sustituir a las energías renovables durante sus intermitencias.[13]

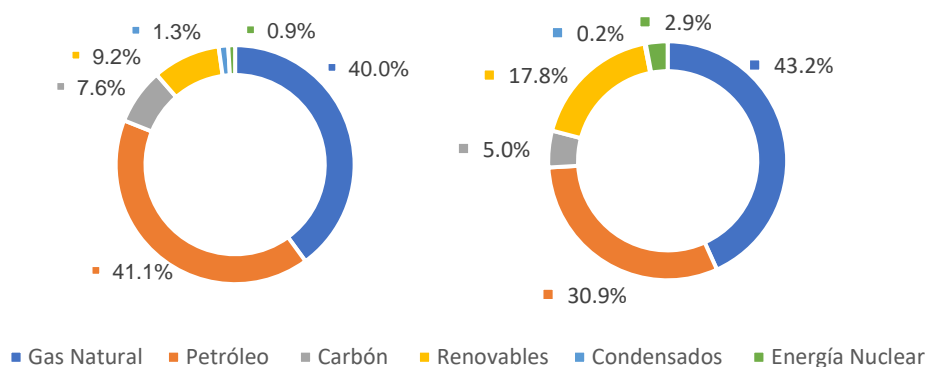


Figura 52. Consumo de energía primaria por combustible 2010 – 2020. Elaboración propia con datos de [37].

Provincias petroleras de México

En México se identifican ocho provincias petroleras (Figura 53), dos son provincias marginales: Chihuahua y el Golfo de California, que, aunque cuentan con potencial productor, no producen y no han sido exploradas a profundidad. Las seis provincias restantes cuentan con reservas y alto potencial de producción de hidrocarburos. Se sabe que dichas provincias cuentan con gas natural, ver Tabla 6.[2]

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO



Figura 53. Provincias petroleras de México. Elaboración propia con datos de [2].

Tabla 6. Tipo de gas por provincia petrolera. Elaboración propia con datos de [2].

Provincia Petrolera	Principal Tipo de Gas
Sabinas	Gas Seco
Burgos	Gas Seco y Gas Húmedo
Tampico – Misantla	Gas Húmedo
Veracruz	Gas Seco
Sureste	Gas Seco y Gas Húmedo
Golfo de México Profundo	Gas Seco y Gas Húmedo
Chihuahua	Desconocido
Golfo de California	Desconocido

Reservas

Las reservas 1P de gas natural en México redujeron su volumen en el periodo de 2012 al 2020, lo que se observa en la Figura 54, sin embargo, de 2020 a 2022 las reservas incrementaron 1,495 miles de millones de pies cúbicos de gas [MMMcf], pasando de 9,285 [MMMcf] a 10,780 [MMMcf] respectivamente.[38]

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

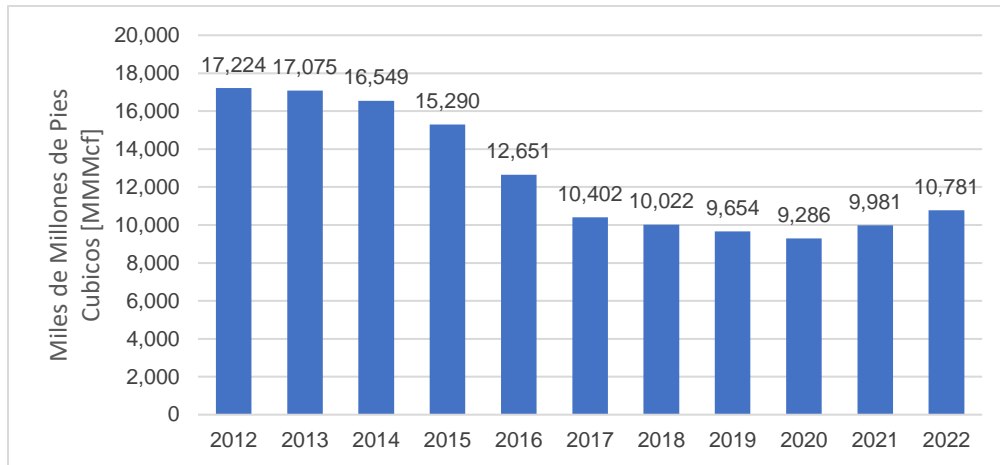


Figura 54. Reservas 1P de gas natural 2012 – 2022 en México. Elaboración propia con datos de [38].

La tendencia en las reservas 1P de México, disminuyó aproximadamente un 46% del 2012 al 2020, lo cual ha sido resultado de la declinación de los campos maduros y a menores actividades de exploración y desarrollo de campos.

Las mayores concentraciones de reservas 1P se concentran en las provincias del Sureste, Veracruz y Tampico – Misantla, ver Figura 55.[38]

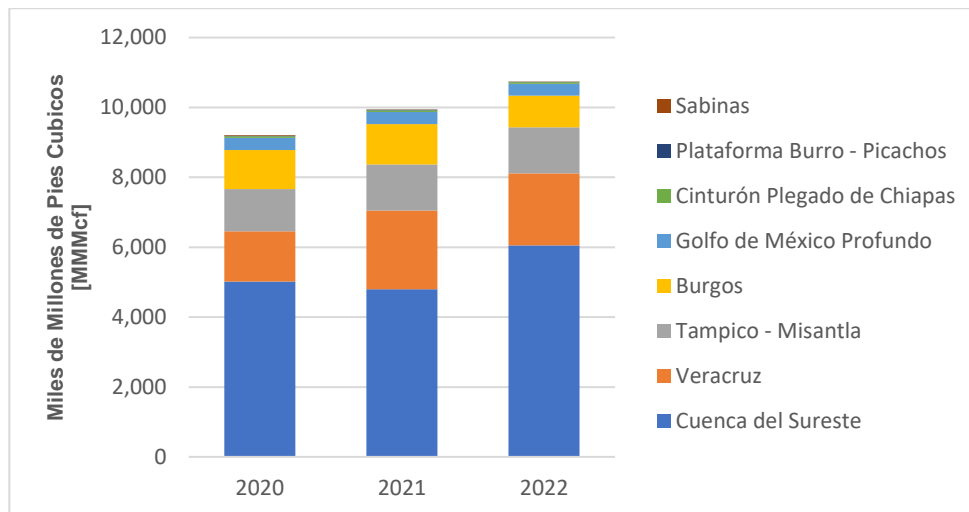


Figura 55. Reservas 1P de gas natural 2020 – 2022 México. Elaboración propia con datos de [38].

El aumento de reservas 1P de gas natural de 2020 a 2022 se debe al descubrimiento de los campos Ixachi y Quesqui, yacimientos ubicados en el

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

estado de Tabasco en la Cuenca del Sureste, considerados como yacimientos de gas y condensados (Figura 56).[38]

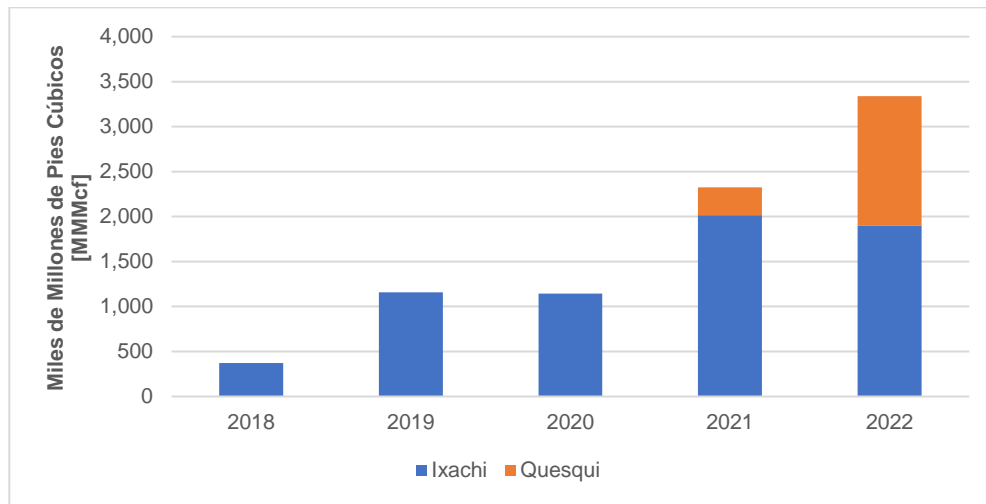


Figura 56. Descubrimiento de Reservas de Gas Natural de los campos Ixachi y Quesqui. Elaboración propia con datos de [38].

En 2022, las reservas 2P en México alcanzaron un volumen total de 21,460 [MMMcf] y las 3P de 31,014 [MMMcf], ver Figura 57.[38]

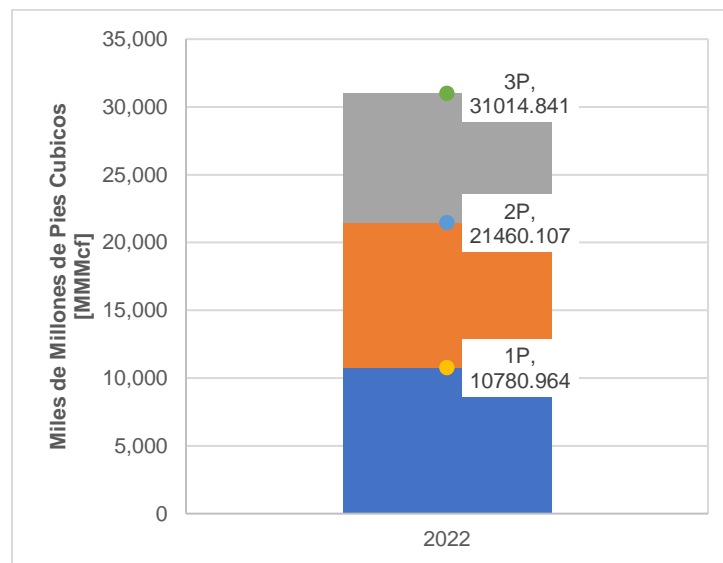


Figura 57. Reservas 1P, 2P y 3P de gas natural 2022 en México. Elaboración propia con datos de [38].

Producción de gas natural en México

De 2012 a 2022, la producción de gas natural ha tenido una declinación aproximada del 25% pasando de un promedio de 6,385 millones de pies cúbicos diarios [MMcf/d] a 4,797 millones de pies cúbicos diarios [MMcf/d], ver Figura 58, esto debido a que la mayor producción de hidrocarburos de México proviene de campos maduros.[39]

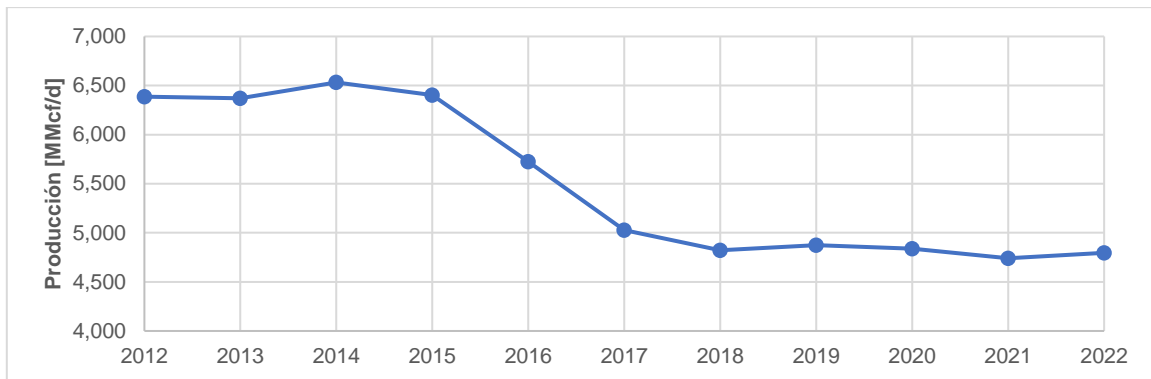


Figura 58. Producción de gas natural en México. Elaboración propia con datos de [39].

Desde 2012 hasta el 2022, la Cuenca de Sureste aportó aproximadamente el 80% del total de la producción de gas natural del país (Figura 59), zona donde se encuentran los yacimientos más grandes, con características geológicas y petrofísicas únicas; sin embargo, actualmente estos yacimientos se encuentran en etapa de declinación, dando como resultado una disminución de la producción año con año.[39]

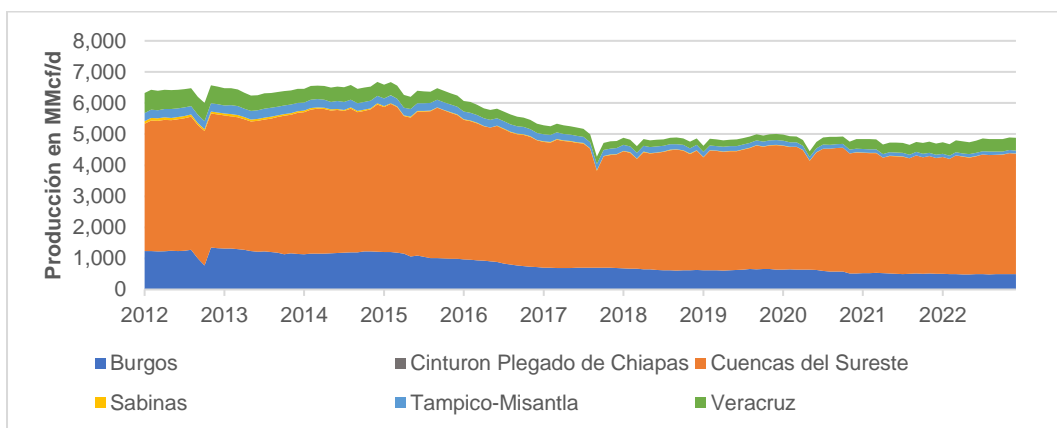


Figura 59. Producción de gas natural por cuenca 2012 – 2022. Elaboración propia con datos de [39].

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

Además, el gas natural proveniente del Sureste del país tiene una elevada concentración de nitrógeno debido a la inyección de este gas en los yacimientos de petróleo como método de mantenimiento de presión.[2] La existencia de altas concentraciones de nitrógeno (N₂) en el gas natural reduce su poder calorífico, lo que repercute en la eficiencia y el funcionamiento de las instalaciones de gas; asimismo, la ignición temprana en las turbinas y quemadores provoca un aumento en las emisiones de dióxido de nitrógeno.[2]

No todo el gas producido está disponible para el mercado, la producción se divide en lo que se envía a los centros de procesamiento de gas, el autoconsumo de PEMEX y la quema. Por lo tanto, la producción disponible para el mercado es el gas que ha sido tratado en dichos centros de procesamiento de gas y así como la producción de gas seco proveniente de campos que no necesitan procesamiento. En la Figura 60 se observa la producción promedio anual de gas seco en México en el periodo 2016 – 2022.[40]

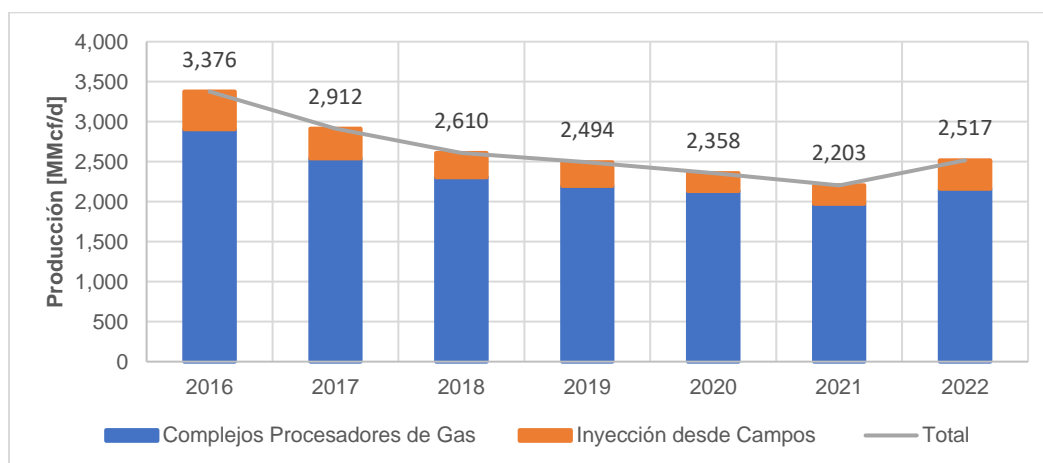


Figura 60. Producción de gas seco 2016 – 2022. Elaboración propia con datos de [40].

Importaciones

Debido a la reducción de la producción de gas y el aumento de su consumo, las importaciones se han incrementado de manera constante en los últimos años. En 2022, las importaciones promedio fueron de 5,820 [MMcf/d]. En la Figura 61 se observa que en 2020 hubo una disminución de las importaciones en comparación

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

del 2019 debido a la pandemia por COVID 19; sin embargo, la tendencia en las importaciones de gas iba en aumento, por ejemplo, del 2015 al 2019 las importaciones incrementaron un 33%. [40]

Además, en la Figura 61 se muestra que en 2021 las importaciones superaron los valores prepandemia y en 2022 se redujeron aproximadamente un 1.5% por el incremento de la producción nacional gracias a los campos que se han descubierto. [40]

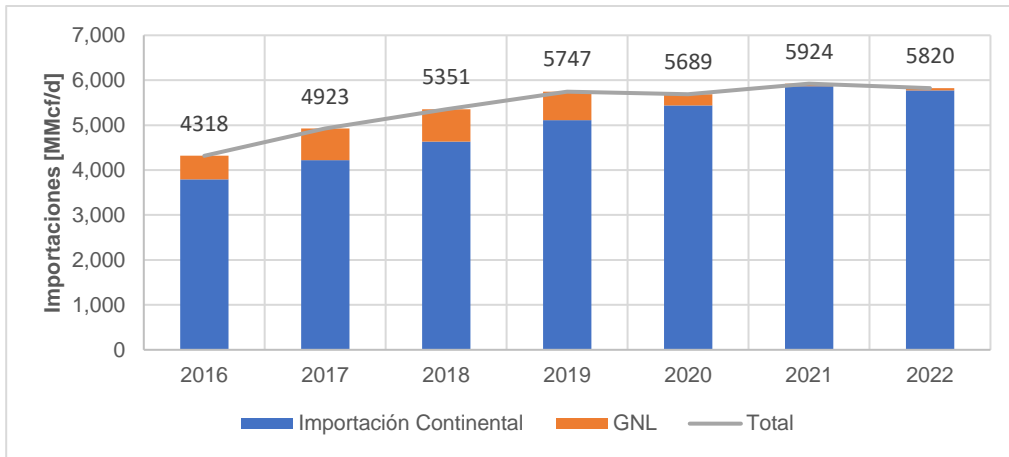


Figura 61. Importaciones de Gas Natural 2016 – 2022. Elaboración propia con datos de [40].

En la Figura 62 se muestra que las importaciones del 2022 fueron de origen continental (por gasoducto) con 5,777 [MMcf/d] y 43 [MMcf/d] provienen en forma de gas natural licuado. [40]

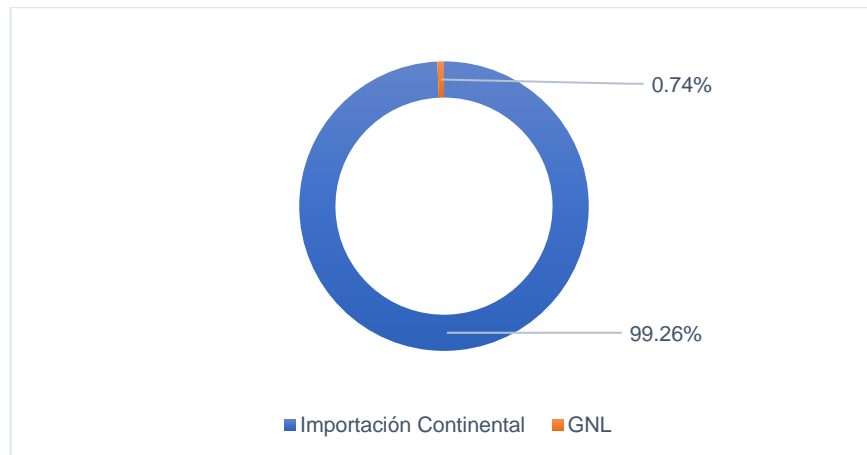


Figura 62. Importaciones de gas natural 2022 por tipo. Elaboración propia con datos de [40].

Oferta

La oferta de gas natural en México está constituida por los complejos procesadores de gas, las Importaciones continentales, las importaciones de GNL y las inyecciones de gas directo desde los campos que no necesitan procesamiento. En 2022 la oferta promedio fue de 8,337 [MMcf/d], de la cual el 69.3% fue aportado por las importaciones continentales, el 25.9 % por los complejos procesadores de gas natural, el 4.3% por las inyecciones directas desde los campos y sólo el 0.5% provienen de las importaciones de GNL (Figura 63).[40]

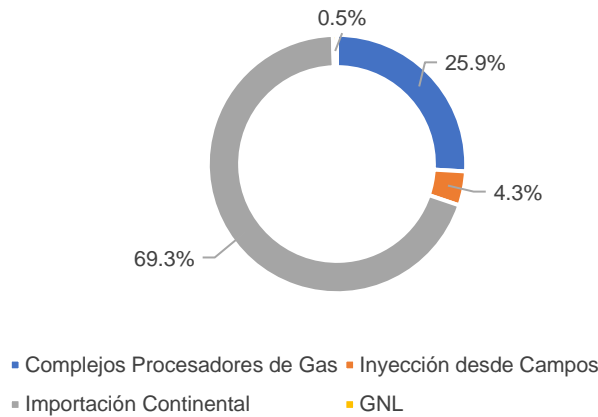


Figura 63. Oferta de Gas Natural en México 2022. Elaboración propia con datos de [40].

En la Figura 64 se presenta que durante los últimos años la mayor parte de la oferta de gas natural de México proviene de las importaciones continentales.[40]

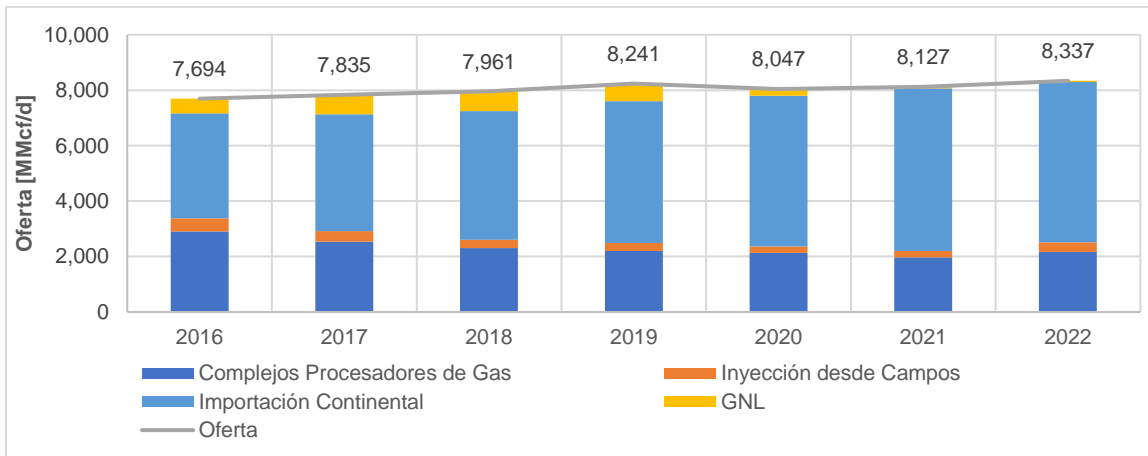


Figura 64. Oferta de Gas Natural en México. Elaboración propia con datos de [40].

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

La Figura 65 muestra que de la oferta de gas natural en México el sector eléctrico es el principal consumidor. Este combustible forma parte importante en la generación de energía eléctrica en nuestro país y en los últimos años ha representado aproximadamente entre un 60 y un 75%, siendo utilizado en centrales de ciclo combinado (Figura 66).[40]

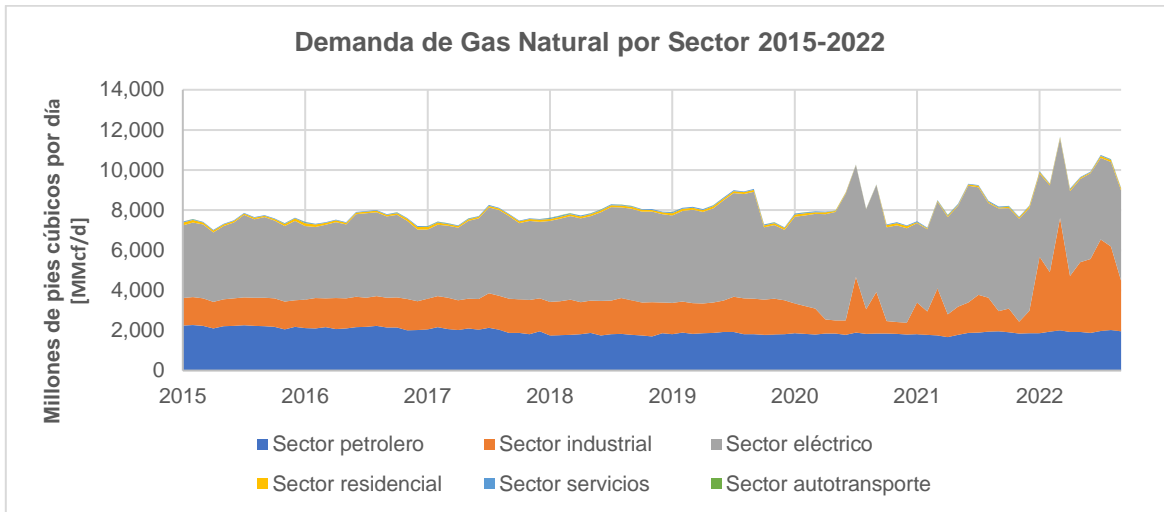


Figura 65. Demanda de Gas Natural por Sector 2015 – 2022. Elaboración propia con datos de [40].

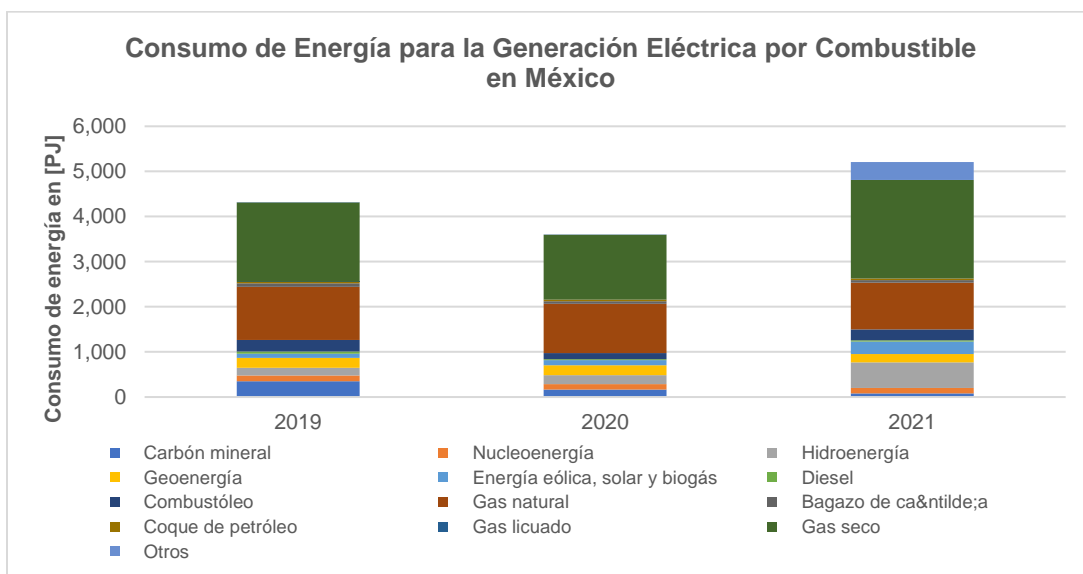


Figura 66. Consumo de Energía para la Generación Eléctrica en México. Elaboración propia con datos de [40].

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

En la Figura 67 se muestra que el sector petrolero es el tercer consumidor más importante de gas natural en México, empleando al gas natural como materia prima para la elaboración de petroquímicos que son utilizados por distintas industrias.[40]

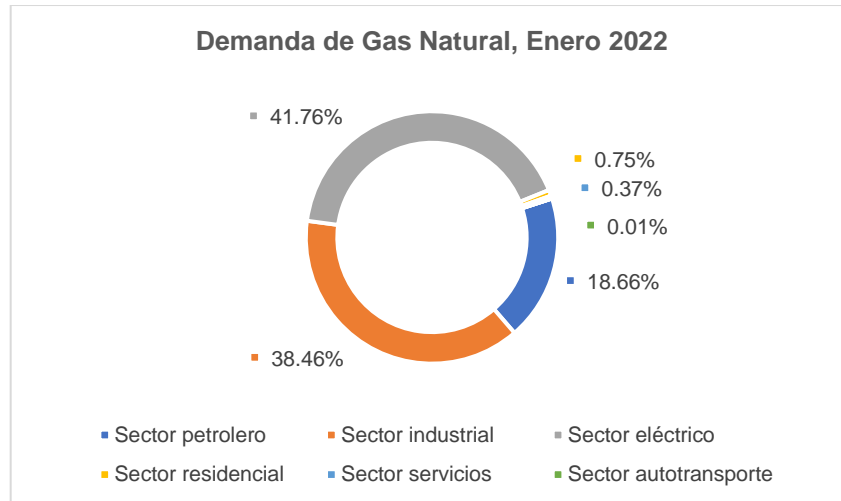


Figura 67. Demanda de Gas Natural en enero 2022 por sector. Elaboración propia con datos de [40].

Infraestructura

La infraestructura de gas natural en México está conformada por los centros procesadores de gas, las interconexiones con los ductos que provienen directamente de los campos gasíferos, las interconexiones con ductos de Estados Unidos, que son denominados ductos de internación, las plantas de regasificación de GNL y los sistemas de transporte de gas natural (ductos).[2]

Los sistemas de transporte de gas natural en México están formados por el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) y por otros gasoductos privados no integrados para efectos tarifarios.[2]

Dentro de los sistemas de transporte de México el más importante es el SISTRANGAS, el cual tiene una longitud de 10,336 kilómetros y se compone de siete sistemas de transporte de gas natural interconectados entre sí e integrados para efectos tarifarios.[41]

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

De los 10,336 kilómetros que conforman el SISTRANGAS, 8,990 kilómetros son del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), propiedad de CENAGAS, por lo tanto, el Estado Mexicano es dueño del 87% de los ductos de este sistema central, el cual está constituido por ductos que van desde 4" hasta 48" de diámetro.[41] En la Tabla 7 se muestra los sistemas que conforman el SISTRANGAS y su longitud.

Tabla 7 Sistemas que conforman el SISTRANGAS. Elaboración propia con datos de [40].

Sistema	Operador	Longitud (km)
Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)	CENAGAS	8,990
Gasoductos de Tamaulipas (GdT)	IEnova	114
Gasoducto del Bajío (GdB)	Engle	204
Gasoducto de Zacatecas (Gas Natural del Noroeste, GNN)	SIMSA	173
Los Ramones, Fase I (Gasoductos del Noreste, GdN)	IEnova	116
Los Ramones, Fase II - Norte (TAG Pipeline Norte, TPN)	IEnova	447
Los Ramones, Fase II - Norte (TAG Pipeline Sur, TPS)	Engle	292

En la Figura 68 se muestran la ubicación de los sistemas que conforman al SISTRANGAS descritos en Tabla 7, los cuales se abastecen a través de los puntos de importación, campos gasíferos y los centros de procesamiento de gas.[41]

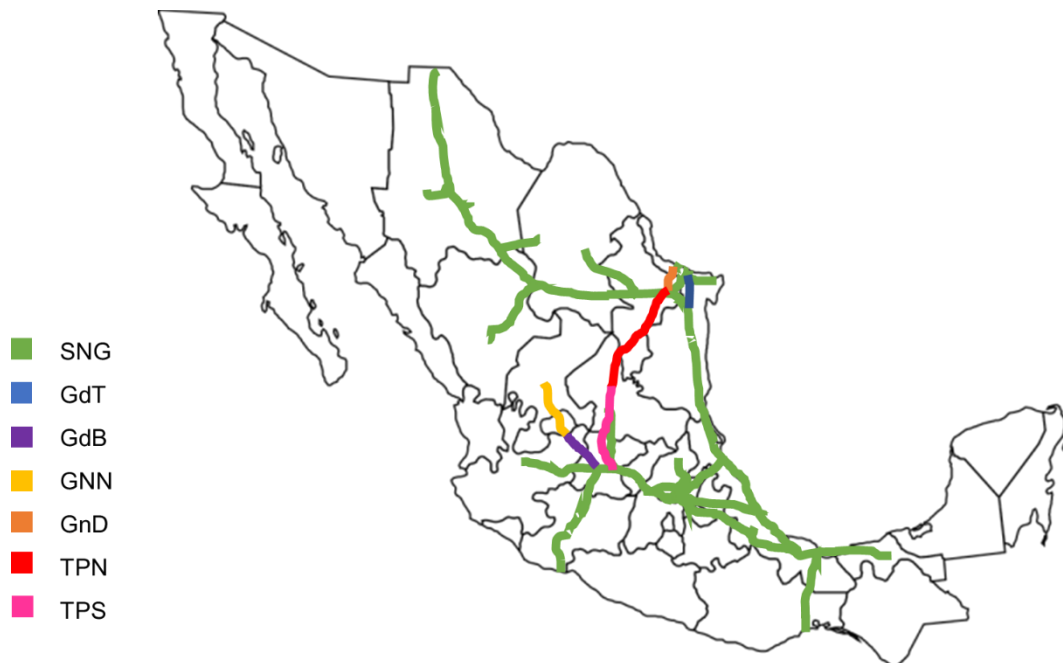


Figura 68. Mapa SINTRANGAS. Elaboración propia con datos de [41].

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

Los otros gasoductos privados no integrados al SISTRANGAS, para efectos tarifarios, complementan la red de transporte por ducto de gas natural en el país. Estos sistemas de transporte tienen una longitud de 7,763 kilómetros que junto con el SINTRAGAS suma una longitud total de 18,099 kilómetros de gasoductos con la que cuenta México.[41] La Figura 69 muestra la infraestructura de gasoductos en México, tanto los que son propiedad de CENAGAS como los privados.

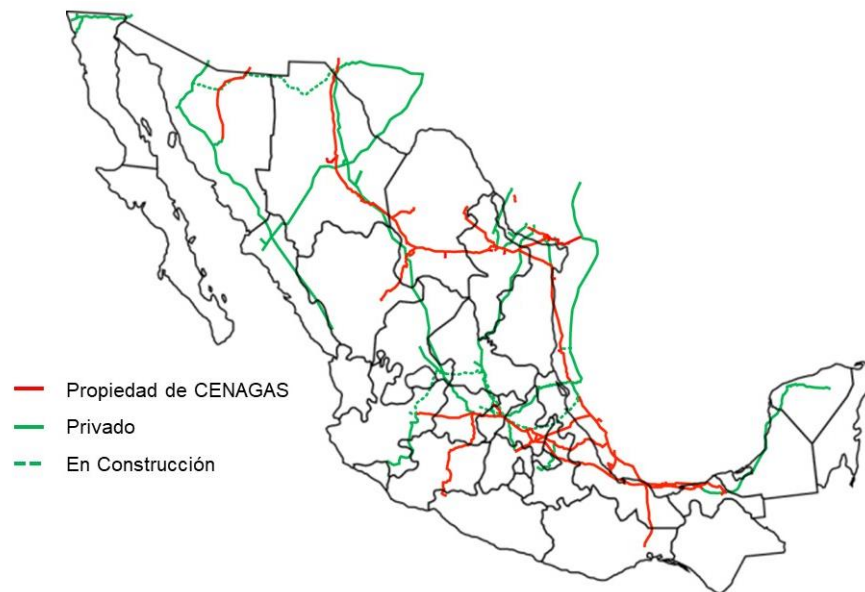


Figura 69. Mapa de la Infraestructura de Gasoductos en México. Elaboración propia con datos de [41].

Con respecto a la infraestructura de interconexión con puntos de importación, existen 24 puntos de internación en la frontera norte del país, de los cuales 18 se interconectan con otros ductos de transporte para el suministro nacional, tres son para alimentar los sistemas de distribución en Mexicali, Cd. Juárez, Piedras Negras, y tres son de autoabastecimiento (Figura 70).[42]

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

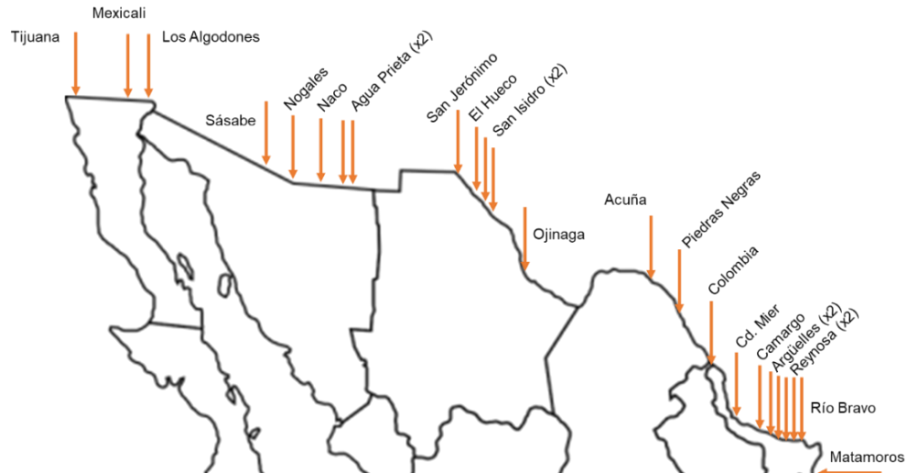


Figura 70. Mapa de los ductos de interconexión. Elaboración propia con datos de [42].

Además, a lo largo de país existen nueve Centros de Procesamiento de Gas Natural los cuales llevan al gas natural proveniente de los campos a las condiciones para su utilización, los cuales se muestran en la Figura 71.[42]



Figura 71. Mapa de los centros de procesamiento de gas natural. Elaboración propia con datos de [42].

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

En México, la infraestructura de almacenamiento es escasa, actualmente sólo existen tres terminales de GNL (Figura 72) que suministran a determinados usuarios; sin embargo, en estos últimos años, estas no han contado con capacidad de almacenamiento operativa, ni estratégica, lo que pone en riesgo el suministro de gas natural ante alguna eventualidad.[42] En la Tabla 8 se describen las terminales de almacenamiento y regasificación de GNL en México.

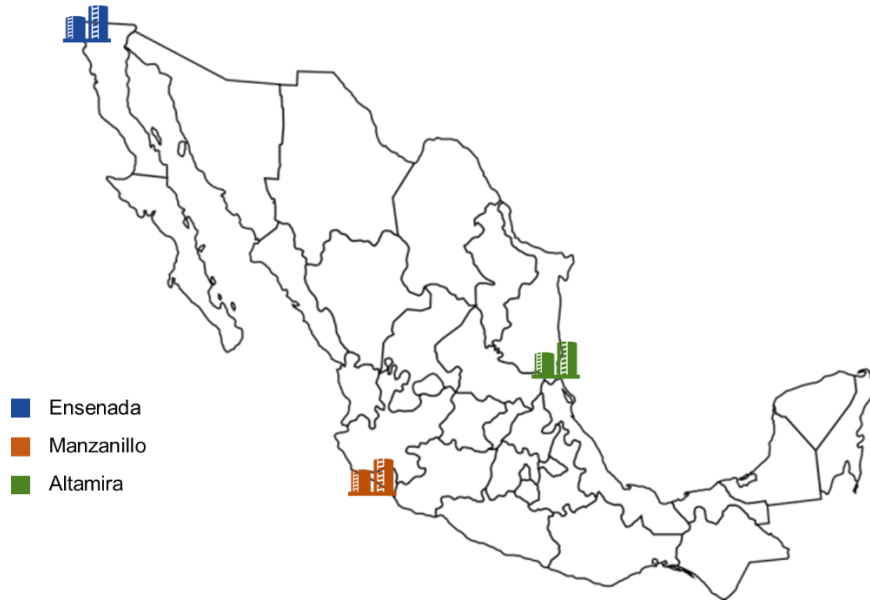


Figura 72. Mapa de terminales de almacenamiento y regasificación de GNL. Elaboración propia con datos de [42].

Tabla 8. Terminales de almacenamiento y regasificación de GNL. Elaboración propia con datos de [42].

Ubicación	Operador	Usuario	Capacidad de desalojo del gas natural almacenado [MMcf/d]
Altamira	Enagás	Gas de Litoral (para CFE)	760
Manzanillo	KOGAS	Energía Occidente de México (para CFE)	500
Ensenada	IEnova	Gasoducto Rosarito (para CFE)	1,000

PERSPECTIVA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

Además de estas unidades de almacenamiento y regasificación, existen unidades que sólo son de regasificación o de licuefacción, las cuales se observan en la Tabla 9; también se describen proyectos futuros de licuefacción los cuales se encuentran en construcción o por iniciar operaciones, estos en los estados de Durango, Sonora y Baja California.

Tabla 9. Permisos de Licuefacción y Regasificación en México

[Permiso	Estado	Licuefacción o Regasificación	Permisionario	Ubicación
G/25002/LI CUE/2023	Operando	Licuefacción	MÉXICO FLNG, S. DE R.L. DE C.V.	En la Costa del Estado de Tamaulipas
G/24433/LI CUE/2022	Por Iniciar Operaciones	Licuefacción	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	León Guzmán, Durango
G/23990/LI CUE/2022	Operando	Licuefacción	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Hermosillo, Sonora
G/22264/LI CUE/2019	En construcción	Licuefacción	MÉXICO PACIFIC LAND HOLDINGS, S. DE R.L. DE C.V.	Puerto Libertad, Piltiquito, Sonora
G/20709/LI CUE/2017	Por Iniciar Obras	Licuefacción	ECA LIQUEFACTION, S. DE R.L. DE C.V.	Ensenada, Baja California
G/12968/LI CUE/2015	Operando	Licuefacción	SOLENSA S.A. DE C.V.	Apodaca, Nuevo León
G/24700/RE G/2022	Operando	Regasificación	NFE PACIFICO LAP, S. DE R.L. DE C.V.	La Paz, Baja California Sur
G/23821/RE G/2021	Operando	Regasificación	NFE PACIFICO LAP, S. DE R.L. DE C.V.	La Paz, Baja California Sur
G/21568/RE G/2018	Operando	Regasificación	ENESTAS, S.A. DE C.V.	San Luis de la Paz, Guanajuato
G/12977/RE G/2015	Operando	Regasificación	SOLENSA S.A. DE C.V.	Cinco sistemas distribuidos en Nuevo León

Del mismo modo, existen dos permisos de almacenamiento de GNL en unidades de almacenamiento flotante, las cuales se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Permiso de Almacenamiento en unidades de almacenamiento flotante en México.

Permiso	Estado	Permisionario	Ubicación
G/24927/ALM/2023	Operando	MÉXICO FLNG, S. DE R.L. DE C.V.	Costa de Aldama, Tamaulipas
G/23819/ALM/2021	Por Iniciar Operaciones	NFE PACIFICO LAP, S. DE R.L. DE C.V..	Puerto de Pichilingue, Baja California Sur

Capítulo 4: Propuestas para el almacenamiento de gas natural en México

La falta de infraestructura de almacenamiento de gas natural en México supone un riesgo importante en la seguridad energética ante cualquier evento, estando expuesto a la vulnerabilidad del actual mercado de gas natural, por lo tanto, se debe analizar los distintos tipos de tecnologías viables, así como los costos para el desarrollo de la infraestructura.

Un ejemplo del riesgo de la falta de almacenamiento de gas natural fue lo que ocurrió en febrero del 2021, ya que; Norte América sufrió una tormenta invernal fuerte la cual ocasionó el descenso drástico de la temperatura en Canadá, Estados Unidos y México.

Este fenómeno climático incrementó la demanda de gas natural en Estados Unidos, para la calefacción de hogares y la creación de energía eléctrica; sin embargo, el abastecimiento de este combustible se obstaculizó debido a que las cabezas de pozo y ductos se congelaron y por consiguiente se redujo la capacidad en las plantas de procesamiento de gas.

La congelación de gasoductos ocurre cuando el agua o los condensados del gas natural se congelan, esto puede suceder desde la boca del pozo hasta la planta procesadora; se puede producir de dos formas diferentes, si hay partículas de agua puede formarse hielo en los flujos de gas a temperaturas inferiores al punto de congelación del agua y cuando existe producción de gas húmedo, la presencia de condensados lo hace más propenso a congelarse al formar hidratos de metano.[44]

Esta tormenta invernal afectó las áreas de producción del sur de Estados Unidos, esto provocó que el costo de gas aumentará y que las exportaciones hacia México cayeran en un 14%, provocando cortes de energía eléctrica en el norte de México, causado por no contar con suficiente infraestructura de almacenamiento en

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

nuestro país para mantener el suministro continuo de gas natural ante cualquier eventualidad.[22]

La Política Publica en Materia de Almacenamiento de Gas Natural en México, establece la obligación de construir un mínimo de 45 billones de pies cúbicos de inventario estratégico de gas natural para el año 2026, lo cual se fijó como un plan de acción comenzar con la construcción de infraestructura de almacenamiento subterráneo. Actualmente, cuenta con una capacidad de almacenamiento de gas natural de 19,044 [MMcf], la cual es destinada para el GNL, ubicada en tanques de plantas de regasificación mismas que ya existían cuando fue hecha esta política pública, en 2018.[24] En la Figura 73 se muestra la comparación de la meta de almacenamiento con el almacenamiento actual.

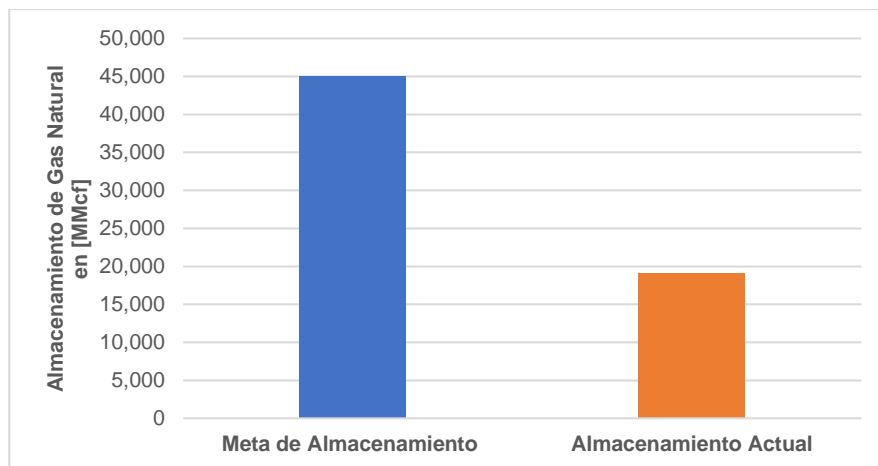


Figura 73. Meta de Almacenamiento vs Almacenamiento Actual de Gas Natural en México. Elaboración propia con datos de [24].

La oferta promedio de gas natural en 2022 fue de 8,337 [MMcf/d] por lo tanto se puede decir que se tiene un promedio de 2 días de almacenamiento y la meta de almacenamiento es de aproximadamente 5 días para el 2026.[24]

Sin embargo, la utilización de las instalaciones de almacenamiento de GNL no se ocupa desde finales del 2019, lo que se muestra en Figura 74, debido a que, con el inicio de la operación del Gasoducto Marino Sur de Texas – Tuxpan, se incrementó la importación de gas seco, el cual es más económico que el GNL. Esto quiere decir que actualmente el empaquetamiento de gasoductos es la

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

manera en la que se almacena gas, lo que, en estricto sentido, de acuerdo con Atoyebi(2010) no se considera como almacenamiento de gas natural.[3][42]

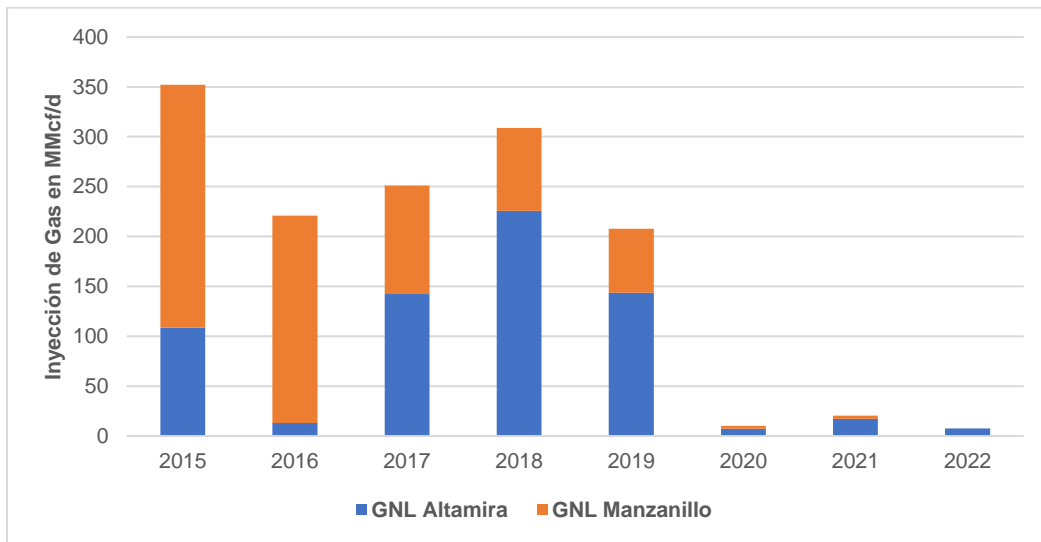


Figura 74. Comportamiento de la Inyección de Gas Natural Licuado al SISTRANGAS. Elaboración propia con datos de [42][40].

De acuerdo con el cronograma de la Política Pública en Materia de Almacenamiento de Gas Natural el inicio del desarrollo de los proyectos de almacenamiento de gas natural se contempló para finales del 2018 o principios del 2019 y las operaciones comenzarían en 2022; sin embargo, no se ha comenzado el desarrollo de estos proyectos debido a que las licitaciones de proyectos de esta índole se encuentran detenidas, ver Figura 75.[24]

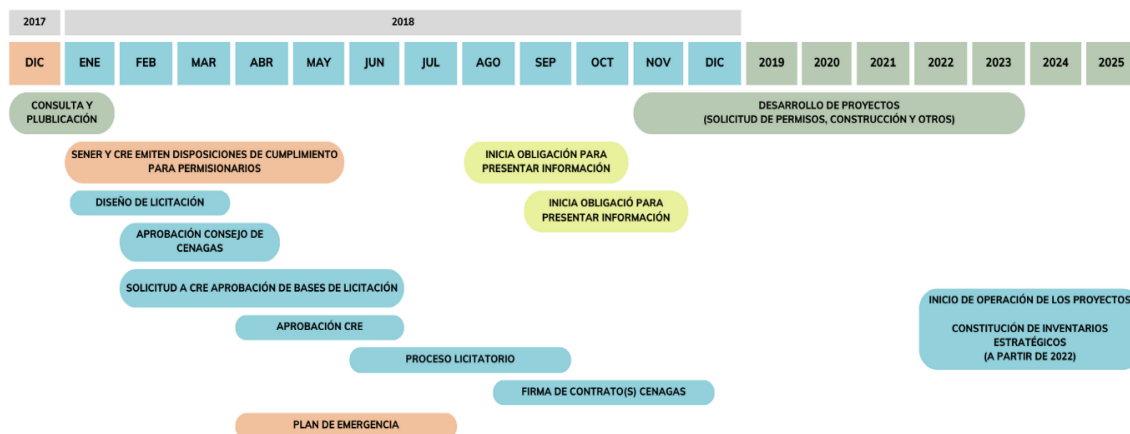


Figura 75. Cronograma de la Implementación de la Política Pública de Gas Natural. Elaboración propia con datos de [24].

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

El rezago, con respecto a la propuesta inicial de la política pública es de aproximadamente 4 años de desarrollo de infraestructura y de estudios tanto económicos como técnicos.

El esencial considerar el almacenamiento de gas natural en México en el desarrollo de la infraestructura, pues se debe garantizar el suministro constante de combustible y con esto la seguridad energética.

Además, el suministro de gas natural es primordial, porque es uno de los combustibles más utilizados en el país y en su mayoría es utilizado para la creación de energía eléctrica, lo que mejora la calidad de vida de la población e incrementa el desarrollo económico.

Para México una opción viable de almacenamiento de gas natural es el almacenamiento subterráneo, debido a la existencia de yacimientos agotados los cuales se conocen sus propiedades geológicas y geofísicas, además del conocimiento y estudio de la geología del país para la construcción de cavernas salinas.[24]

El almacenamiento de gas natural se debe de localizar cerca de los sistemas de transporte o cerca de los campos productores, esto lo podemos observar en el caso de Estados Unidos, lo cual se observa en la Figura 76 .

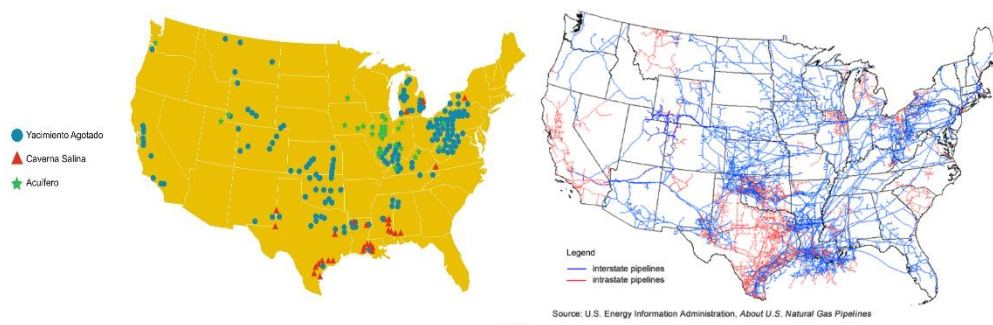


Figura 76. Comparación del almacenamiento subterráneo de gas natural y la red de gasoductos en Estados Unidos. Elaboración propia con datos de [24] y [12].

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

La importancia del almacenamiento de gas natural se encuentra aunado a la seguridad energética de las naciones, debido a que, tener un inventario permite mantener el suministro de éste combustible ante cualquier evento que reduzca o elimine su continuidad, permitiendo asegurar su uso en un determinado periodo de tiempo. Por ejemplo, la regulación energética de Italia dice que el almacenamiento debe de cubrir la capacidad de 60 días de consumo de gas natural, sin embargo, este país cuenta con un almacenamiento de 97 días con un consumo promedio de 6,530 [MMcf/d]. [10][24][27].

En la Figura 77 se muestra una comparación de los días del consumo promedio de gas natural en 2020 contra los días de almacenamiento, encontrando que México se encuentra con deficiencia en este rubro.

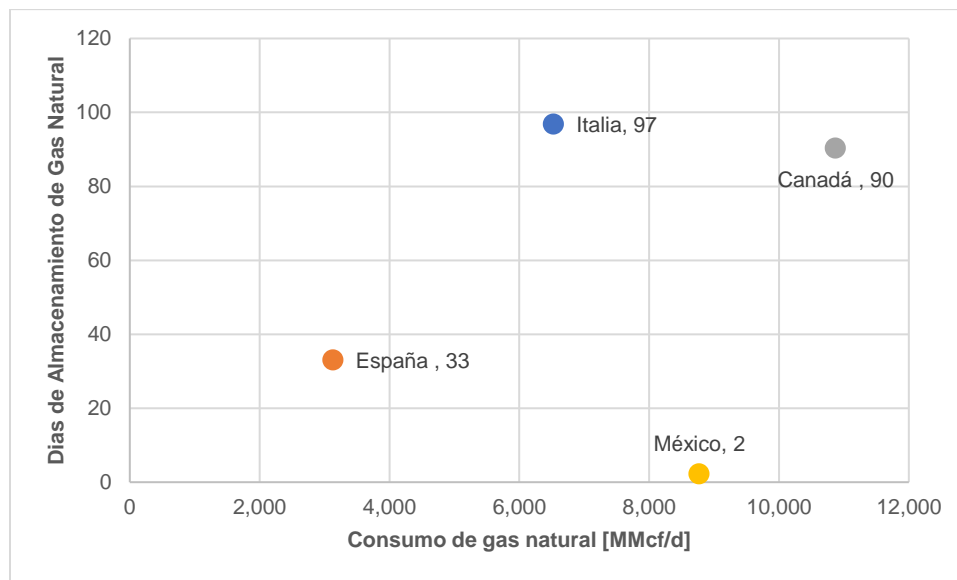


Figura 77. Consumo de gas natural contra días de almacenamiento de diferentes países. Elaboración propia con datos de [10][27]

Propuestas de almacenamiento de gas natural

Propuestas de almacenamiento en Cavernas Salinas

De acuerdo con el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2020 – 2024 existe un proyecto de almacenamiento subterráneo de gas natural en las cavernas salinas localizadas en el municipio de Ixhuatlán del Sureste en Veracruz en un

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

tiempo de desarrollo de dos años, en el cual se encuentran trabajando de manera coordinada la SENER y el CENAGAS.[41]

El proyecto se ubica a 150 kilómetros de los principales centros de producción de gas natural y otorga flexibilidad operativa y comercial a la producción nacional ante la ocurrencia de algún evento de interrupción inmediata por alguna falla de los Centros Procesadores de Gas del sureste que inyectan gas al SISTRANGAS. La capacidad de entrega al SISTRANGAS podría ser hasta por 600 [MMcf/d].[41] En la Tabla 11 se muestran las propuestas de cavernas salinas y su almacenamiento.

Tabla 11. Escenarios propuestos para el almacenamiento de gas natural en cavernas salinas. Modificada de [41]

Escenario	1	2	3
Gas de Trabajo Requerido	3 Bcf	4 Bcf	5 Bcf
Cavernas Propuestas	208 y 209	207 y 209	207, 208 y 209
Gas de Trabajo Disponible	3.0 Bcf	4.0 Bcf	5.9 Bcf
Gas de Base Requerido	2.7 Bcf	4.0 Bcf	5.7 Bcf

Actualmente México cuenta con experiencia en el almacenamiento subterráneo en cavernas salinas, existe infraestructura para almacenar Gas Licuado de Petróleo (Gas LP) en Veracruz, la cual está a cargo en México por la empresa CYDSA. Inicio con las evaluaciones en el año 2012, para perforar pozos de salmuera con el potencial de utilizarse como cavernas de almacenamiento subterráneo de gas y otros hidrocarburos.[45]

En 2014, CYDSA formalizó un contrato con PEMEX para desarrollar el proyecto de almacenamiento de Gas LP en una caverna salina localizada en el estado de Veracruz, cercana a Coatzacoalcos. El contrato contempla el almacenamiento de 1.8 millones de barriles de gas LP con la capacidad de extraer 120 mil barriles por día.[45]

Propuestas en yacimientos abandonados

Campo Jaf

Se encuentra ubicado en el estado de Veracruz, a 40 kilómetros al suroeste de la ciudad de Veracruz, Veracruz. Además, se encuentra a una distancia de 5.8 kilómetros del ducto más cercano del SISTRANGAS (Figura 78).[46]



Figura 78. Ubicación del campo Jaf. [46]

El campo fue descubierto en 2003 con la perforación del pozo Jaf-1, el cual tuvo como objetivo evaluar el potencial económico de las rocas depositadas en el Mioceno Superior. El pozo resultó productor de gas en una formación de areniscas del Mioceno Superior y Plioceno Medio con un mecanismo de empuje expansión roca-fluidos, dando como resultado la perforación de 5 pozos, los cuales al 1 de enero de 2019 no reportaron producción.[46][47]

En la Figura 79 se muestra la producción de gas del campo Jaf, observándose que el pico de producción fue en 2009 de aproximadamente 15 [MMcf/d] y posteriormente declinó su producción hasta 2014. Además, el campo a partir de 2015 no cuenta con reservas económicamente recuperables, lo que lo convierte en un yacimiento inviable económicamente para su extracción, ver Figura 80.[38][39][46]

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO



Figura 79. Historial de producción de gas natural del campo Jaf. Elaboración propia con datos de [39]

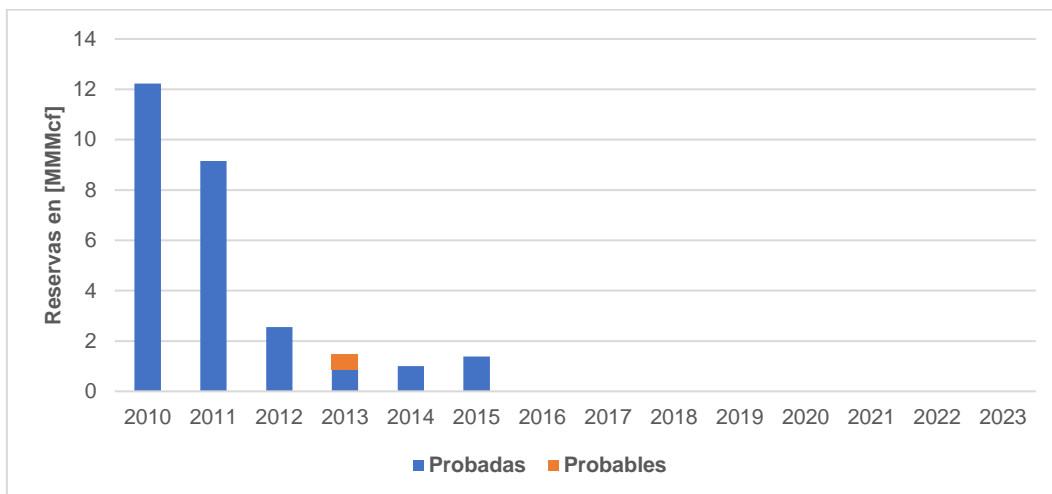


Figura 80. Reservas de gas natural del campo Jaf. Elaboración propia con datos de [38]

Los datos promedio del yacimiento de acuerdo con la ficha técnica creada por la CENAGAS fueron los mostrados en la Tabla 12:

Tabla 12. Datos Promedio del Yacimiento Jaf. Elaboración propia con datos de [47]

Datos Promedio del Yacimiento	
Espesor (m)	8
Porosidad (ϕ)	26
Saturación de agua (%)	32
Permeabilidad (mD)	379
Profundidad (m)	1,650
Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	50

Presión de fondo original (psi)	1,792
---------------------------------	-------

Campo Brasil

Está ubicado en el estado de Tamaulipas, fue explorado por PEMEX desde 1949 y abandonado en 2006. La ventaja del Campo Brasil es la cercanía a un ducto del SISTRANGAS que pasa sobre el campo (Figura 81).[46][48]

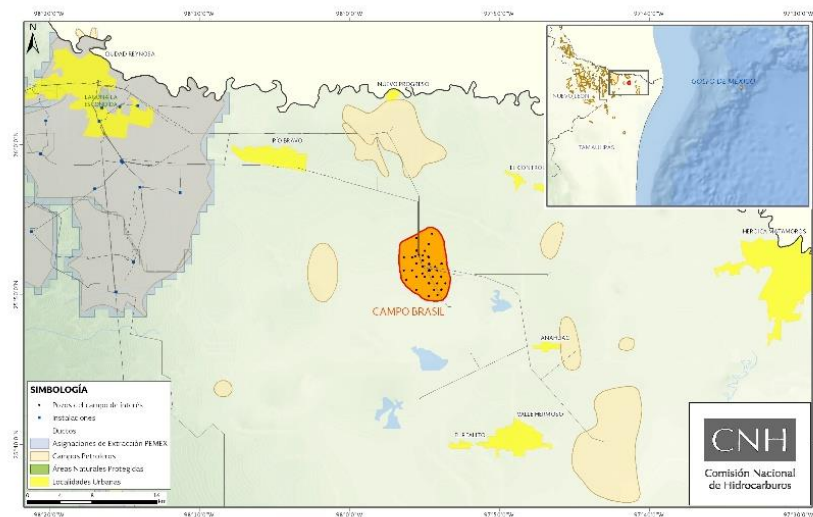


Figura 81. Ubicación del Campo Brasil.[48]

Este campo se encuentra en una formación de areniscas, un mecanismo de empuje por expansión del sistema roca fluidos y fue descubierto por el pozo Brasil-1, actualmente cuenta con 58 pozos perforados. El tipo de hidrocarburo que se produjo en este campo fue de Gas y Condensados.[46][48]

En la Figura 82 se muestra la producción de gas del campo Brasil, donde el pico de producción fue en 1966 con 94 [MMcf/d] y posteriormente declino su producción. De acuerdo con el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) el campo no cuenta con reservas económicamente recuperables, lo que lo convierte en un yacimiento inviable económicamente para la extracción.[38][39][46]

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

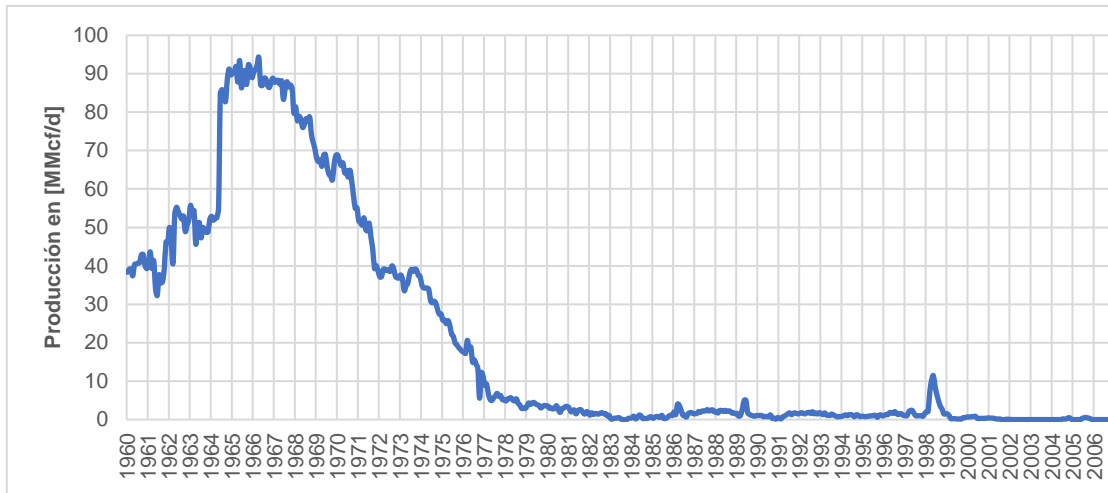


Figura 82. Historial de producción de gas natural del campo Brasil. Elaboración propia con datos de [39]

De acuerdo con la Ficha Técnica del Campo Brasil creada por la CENAGAS los datos promedio del yacimiento son los siguientes:

Tabla 13. Datos Promedio del Yacimiento Brasil. Elaboración propia con datos de [48]

Datos Promedio del Yacimiento	
Espesor (m)	7.5
Porosidad (ϕ)	18.3
Saturación de agua (%)	40
Permeabilidad (mD)	120
Profundidad (m)	2,800
Temperatura ($^{\circ}$ C)	90
Presión de fondo original (psi)	3,413

Campo Saramako

Fue descubierto en 2001 con el pozo Saramako-1, el campo se encuentra ubicado en el estado de Tabasco. La litología del yacimiento son areniscas del Mioceno y el tipo de hidrocarburo es gas y condensado (Figura 83).[46][49]

Actualmente cuenta con 5 pozos y fue abandonado en 2014, además el campo se encuentra a 14 kilómetros del ducto más cercano del SISTRANGAS.[46][49]

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

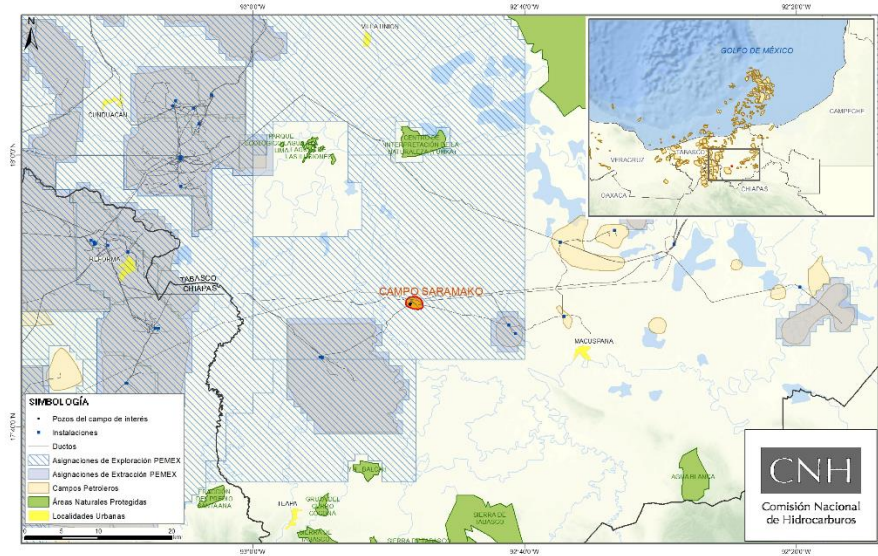


Figura 83. Ubicación del Campo Saramako [46]

En la Figura 84 se muestra la producción de gas del campo Saramako, observándose que el pico de producción fue en 2005 de aproximadamente 40 [MMcf/d] y posteriormente declino su producción. Además, el campo a partir de 2012 no cuenta con reservas económicamente recuperables, lo que lo convierte en un yacimiento inviable para su extracción, ver Figura 85.[38][39]

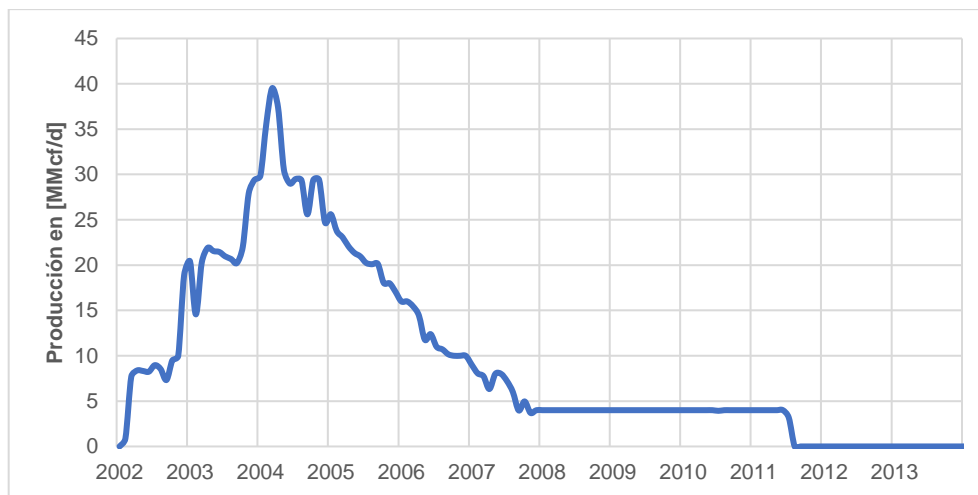


Figura 84. Historial de producción de gas natural del campo Saramako Elaboración propia con datos de [39]

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

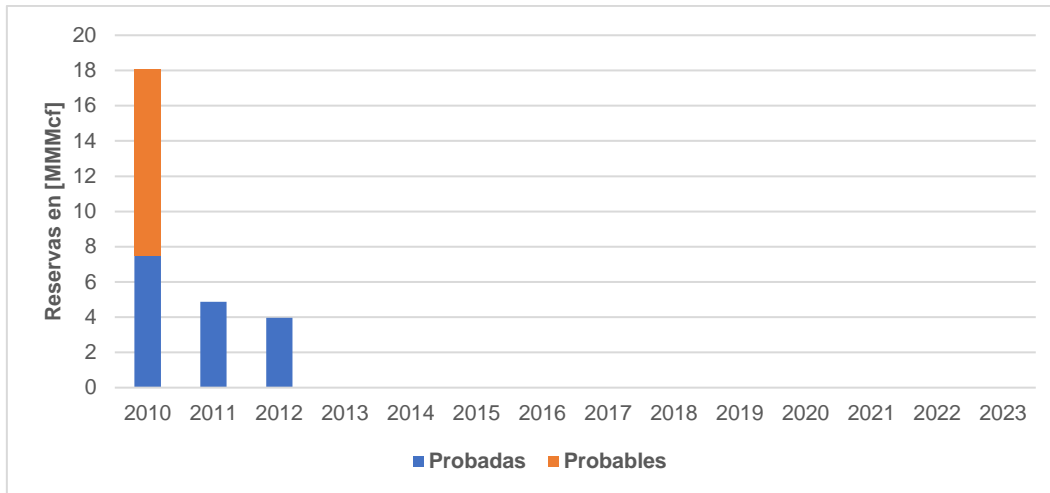


Figura 85 Reservas de gas natural del campo Saramako. Elaboración propia con datos de [38]

De acuerdo con CENAGAS, la Tabla 14 nos indica los datos promedio del yacimiento Saramako.

Tabla 14. Datos Promedio del Yacimiento Saramako Elaboración propia con datos de [49]

Datos Promedio del Yacimiento	
Espesor (m)	36
Porosidad (ϕ)	18
Saturación de agua (%)	20
Permeabilidad (mD)	77
Profundidad (m)	3,470
Temperatura ($^{\circ}$ C)	123
Presión de fondo original (psi)	5,120

Estos últimos pertenecen a quince campos que CENAGAS ha puesto a consideración como aquellos con mayor potencial para ser desarrollados como unidades de almacenamiento subterráneo, la Tabla 15 muestra el volumen original in situ de los campos.[24]

Tabla 15. Campos con potencial a convertirse en unidades de almacenamiento subterráneo. Elaboración propia con datos de [24]

Campo	Volumen original in situ [Bcf]
Jaf	16
Brasil	418
Saramako	40

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

Jean Laherre(1995) hace referencia a una cantidad importante de yacimientos tanto de aceite como de gas (330 campos) donde establece que el factor de recuperación promedio para yacimientos de aceite era de 33% y de 75% para campos de gas, estos últimos estando en un rango de 30% hasta aproximadamente un 100%.[50] De acuerdo con la producción acumulada de gas natural de los campos anteriores y su volumen original in situ se obtuvieron los factores de recuperación mostrados en la Figura 86.

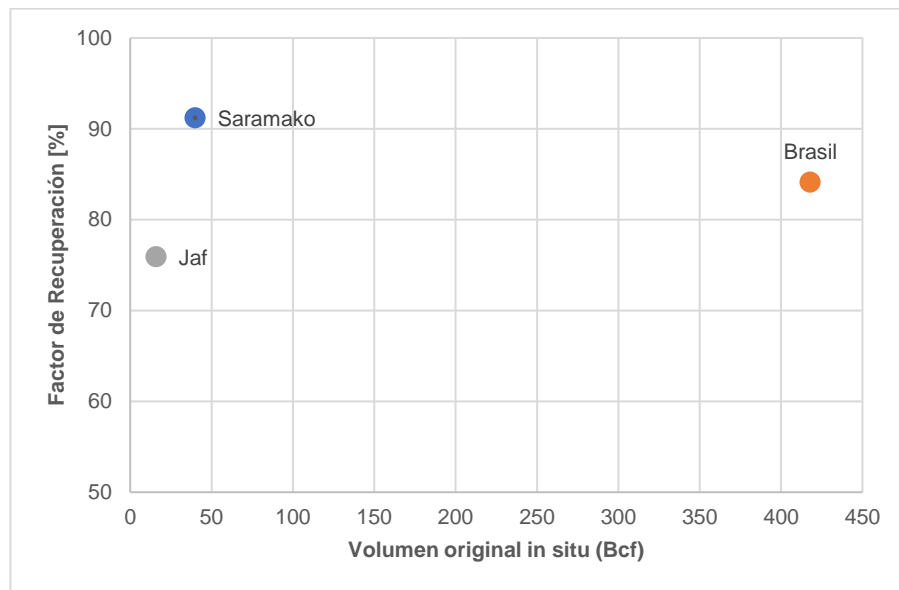


Figura 86. Factor de Recuperación contra volumen origina in situ. Elaboración propia con datos de [24][39]

Caso de Referencia

Un caso de referencia de Almacenamiento Subterráneo en yacimientos agotados es el caso del Campo Diadema en Argentina.

El almacenamiento de Gas Natural en Argentina es necesario debido a que es uno de los países con mayor aumento de demanda de Gas Natural durante el invierno ocasionando por las bajas temperaturas y sus campos productores se encuentran a cientos de kilómetros de los centros de consumo.[51]

Para resolver de manera eficiente la demanda durante el invierno se desarrolló el primer proyecto de almacenamiento subterráneo de gas natural en el Campo

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

Diadema, el cual se encuentra situado a 40 kilómetros al noroeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia, en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge.[51][52]



Figura 87. Ubicación del Campo Diadema. [51]

El proyecto se desarrolló en un yacimiento agotado de gas, cuya roca está compuesta de areniscas de buena porosidad (25 – 30 %) y alta permeabilidad (> 2 Darcy), ubicada en “Banco Verde”, perteneciente a la Formación Salamanca de edad Cretácico – Terciario Inferior, situado a una profundidad media de 650 metros.[51][52]

Banco Verde está compuesto por monoclinales divididos en bloque causados por fallas directas, con un espesor promedio de 15 metros y una presión original de 377.1 a 406.1 psi.[51][52]

El proyecto de almacenamiento fue desarrollado por Repsol YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) y comenzó a operar en 2002. En la actualidad dicha operación de almacenamiento se realiza con 10 pozos inyectores / extractores y 12 pozos de monitoreo del yacimiento y acuíferos.[51][52]

El gas es almacenado en el yacimiento de octubre a marzo, el cual es transportado por el gasoducto General San Martín a unos 853 [psi] de presión, inyectándose en el yacimiento a una presión regulada de 355 [psi]. Para la

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

extracción de gas del yacimiento en invierno, entre abril a septiembre, se utiliza una planta compresora y deshidratadora, a efectos de acondicionar el gas para su transporte y distribución en la ciudad de Comodoro Rivadavia, la Figura 88 muestra el sistema de distribución de gas natural.[51][52]

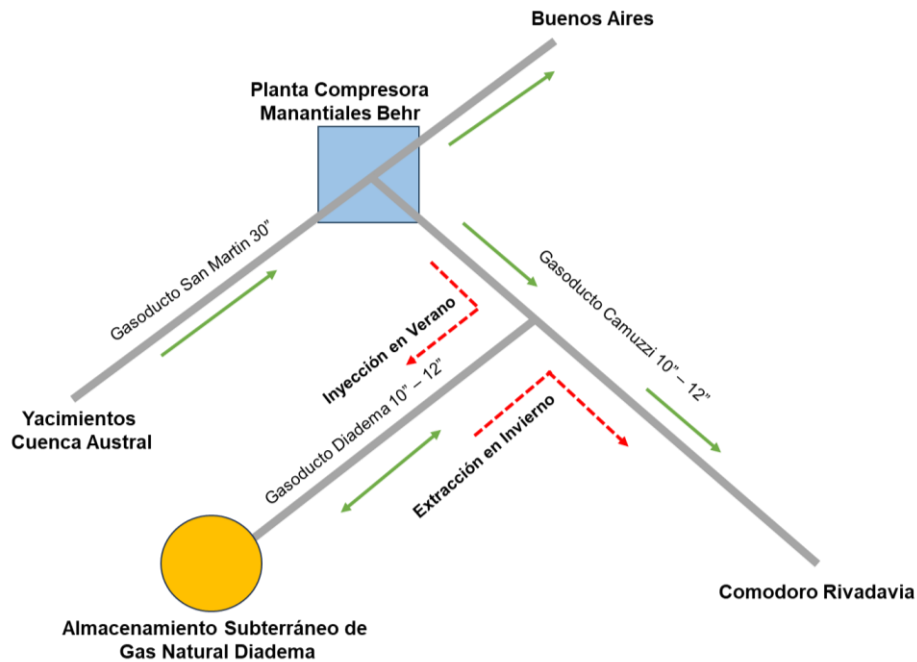


Figura 88. Sistema de Distribución para Comodoro Rivadavia. Modificada de [51]

Para desarrollar el gas colchón necesario para operar el almacenamiento, se inyectaron 3,178 [MMcf] de gas, que se sumaron al gas remanente de la explotación del yacimiento (1,765 [MMcf]), resultando en un volumen cercano a 4,944 [MMcf] de gas. El volumen útil del almacenamiento (gas de trabajo) es de 3,531.47 [MMcf] y una capacidad de extracción de gas de 35.31 [MMcf/d], con presiones estáticas del yacimiento varían entre 142 a 312 psi. [51][52]

Al igual que el campo Diadema, los tres campos propuestos para México tienen las condiciones geológicas similares, se encuentran cerca de la infraestructura de transporte de gas (Figura 89) y cuentan con pozos para convertirse en una instalación de almacenamiento.

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO



Figura 89. Ubicación de los campos Brasil, Jaf y Saramako. Elaboración propia con datos de [46][47][48]

Estos tres campos mexicanos podrían almacenar gas suficiente para suministrarlo durante el invierno en el norte del país o cuando existiera problemas en la infraestructura en las principales zonas productoras; tal y como lo hace Diadema con Comodoro Rivadavia.

En la Figura 90 se muestra una comparativa de porosidad contra permeabilidad de los campos mexicanos propuestos y el campo de referencia, se observa que Diadema tiene mayor permeabilidad que los campos mexicanos, sin embargo, la permeabilidad de estos es buena para el almacenamiento de gas. Otra similitud es que los cuatro campos se encuentran en yacimientos de areniscas.

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

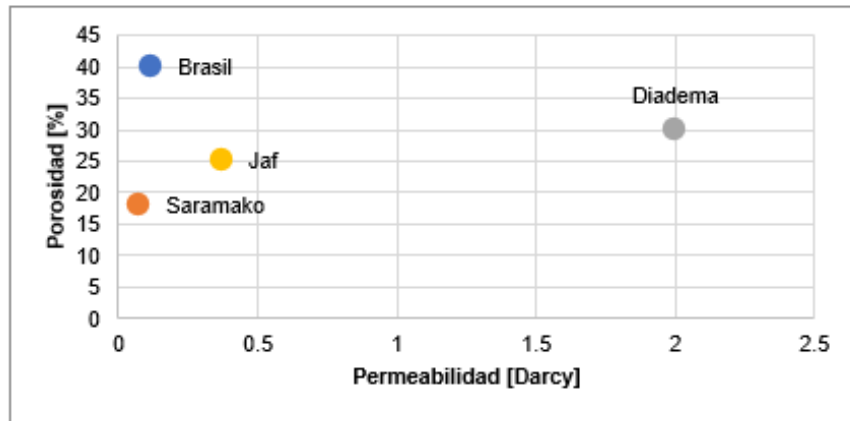


Figura 90. Permeabilidad contra porosidad de los campos para almacenamiento de gas natural. Elaboración propia con datos de [47][48][49][51]

Costos del proyecto de almacenamiento de gas natural en México

De acuerdo con cálculos hechos por la SENER para lograr cumplir con la meta de 45 [Bcf] de almacenamiento de gas natural se identificaron los costos de capital y operación de las distintas tecnologías de almacenamiento (Tabla 16).[24]

La Política Pública de Almacenamiento de Gas Natural señala que los montos de la Tabla 16. Costos de almacenamiento de gas natural por tipo de tecnología. Tabla 16 no incluyen los costos de infraestructura asociada a los proyectos de almacenamiento que se pudieran requerir para su operación, como la expansión de gasoductos.

Tabla 16. Costos de almacenamiento de gas natural por tipo de tecnología. [24]

Tecnología	Costos de Capital (Totales USD/ MMBTU)		Costos Operativos (Anuales USD/ MMBTU)	
	Desde	Hasta	Desde	Hasta
GNL	55.50		11.09	
Cavernas	13.20	21.62	0.24	0.41
Salinas				
Acuíferos	11.90	13.96	0.19	0.23
Confinados				
Yacimientos	9.16	13.90	0.14	0.23
Agotados				

PROPUESTAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

De acuerdo con el Instituto Mexicano de la Competitividad (IMCO)(2022), el costo de capital de las instalaciones de almacenamiento necesarias para cumplir las metas planteadas por la Política Pública de Almacenamiento de Gas Natural sería entre 428.3 y 2,594.9 millones de dólares donde el límite inferior corresponde al almacenamiento en yacimientos agotados y el límite superior corresponde al almacenamiento en tanques en forma de GNL.[53]

En los costos operativos anuales el IMCO calculó entre 6.5 y 518.5 millones de dólares, donde el límite inferior corresponde a los yacimientos agotados y el superior al almacenamiento de GNL.[53]

Conclusiones

1. El gas natural al ser un combustible que arroja a la atmósfera menos emisiones en comparación con otros combustibles fósiles y permite equilibrar las intermitencias de las energías renovables se convierte en un elemento clave para la transición energética, por esto, en el periodo de 2010 a 2020 su uso incremento en un 36% siendo el combustible con mayor aumento. Actualmente es la segunda fuente de energía más utilizada en la matriz mundial y la primera fuente en México.
2. Conocer la cadena de valor de gas natural permite a gobiernos y empresas tomar decisiones estratégicas en políticas energéticas e inversiones para planificar el suministro de este combustible a largo plazo. En México el eslabón más débil de dicha cadena es el almacenamiento, ya que, solo se cuenta con almacenamiento de GNL que corresponde a dos días del consumo por lo que se tienen que explorar otras formas para continuar con un suministro seguro de gas a mediano y largo plazo.
3. El almacenamiento de gas natural es una herramienta fundamental para la seguridad energética y el bienestar económico y social de las naciones. Entre los distintos tipos de almacenamiento para el gas natural, los yacimientos agotados o económicamente inviables para la producción son la mejor opción debido a que se conocen las propiedades geológicas y petrofísicas de estos, además de que existe infraestructura desarrollada, por lo que, los costos son menores.
4. Si México quiere conseguir seguridad energética debe de invertir en el desarrollo de infraestructura de almacenamiento subterráneo, así como en el desarrollo de campos productores de gas natural, debido a que actualmente el país depende en un 70% de las importaciones de gas provenientes de los Estados Unidos y no cuenta con suficientes unidades de almacenamiento poniendo en riesgo la seguridad energética.

CONCLUSIONES

5. Actualmente, México cuenta con infraestructura para dos días de almacenamiento de gas natural, con una capacidad de 19,044 [MMpc] sin embargo esta no se utiliza desde que inicio operaciones el Gasoducto Marino Sur de Texas – Tuxpan. Por lo tanto, se utiliza como inventario el empaquetamiento de ductos, lo que en estricto sentido no es infraestructura para almacenamiento.
6. La regulación mexicana marca un mínimo de almacenamiento de 5 días de consumo de gas lo que es insuficiente comparándola con otros países donde se establece un nivel de obligación de 35 y 60 días de consumo (España e Italia respectivamente) o contra cualquier desastre climático como las que se han vivido en los últimos años en nuestro país.
7. México al ser un país productor de hidrocarburos cuenta con yacimientos agotados, como lo son Jaf, Brasil y Saramako, que se encuentran es estado de abandono y no inviables económicamente para la extracción, los cuales son una opción para el desarrollo de almacenamiento subterráneo de gas natural debido a la existencia de infraestructura, al conocimiento de sus propiedades y que se encuentran ubicados a poca distancia del SISTRANGAS. Sin embargo, para comenzar con el desarrollo de estos proyectos se debe tomar en cuenta el estado actual de los pozos y si se tiene que construir infraestructura asociada para su operación (ductos).

Bibliografía

1. Speight, J. G. (2018). Natural gas: a basic handbook. Gulf Professional Publishing.
2. Comisión Nacional de Hidrocarburos [CNH]. (2018). El sector del gas natural: algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional.
3. Atoyebi, T. (2010). The preferred Natural Gas Conservation Option. Underground Storage of Natural Gas”, SPE Paper, 136984.
4. EIA, U. (2021). Natural gas explained.
5. Calderón, F. R., Calderón, S. R., & AC, F. R. P. H. (2006). Gas licuado.
6. Del Valle Guerrero, A. L. (2014). El gas natural licuado y su impacto en la circulación de la energía. Análisis multiescalar. Revista Transporte y Territorio, (11), 5-32.
7. Weijermars, R. (2010). Value chain analysis of the natural gas industry: Lessons from the US regulatory success and opportunities for Europe. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2(2-3), 86-104.
8. SENER (2015). Prospectiva de talento del sector energía, volumen 1: Análisis de las cadenas de valor del subsector hidrocarburos.
9. Energía primaria: ¿qué es y cuáles son las principales fuentes? | Repsol. (2023, 17 julio). REPSOL. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/energia-primaria/index.cshhtml>
10. Petroleum, B. (2021). BP statistical review of world energy report. BP: London, UK.
11. Cozzi, L., Gould, T., Bouckart, S., Crow, D., Kim, T. Y., Mcglade, C., ... & Wetzel, D. (2020). World Energy Outlook 2020. International Energy Agency, Paris.
12. US Energy Information Administration (Ed.). (2021). Annual Energy Outlook 2021: With Projections to 2050. Government Printing Office
13. Gürsan, C., & de Gooyert, V. (2021). The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition? Renewable and Sustainable Energy Reviews, 138, 110552.

BIBLIOGRAFÍA

14. Petroleum Reserves and Resources Definitions. (s. f.). Petroleum Reserves and Resources Definitions. <https://www.spe.org/en/industry/reserves/>
15. IEA (2021), Global Energy Review 2021, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021>
16. EIA (2020). Natural gas venting and flaring in North Dakota and Texas increased in 2019.
17. US Department of Energy, Office of Oil and Natural Gas. (2019). Natural Gas Flaring and Venting: State and Federal Regulatory Overview, Trends, and Impacts.
18. World Bank. (2021). Global Gas Flaring Tracker Report. Global Gas Flaring Reduciton Partnership (GGFR).
19. EIA, U. (2021). Frequently Asked Questions- What are the major factors affecting natural gas prices?
20. EIA, U. (2020). Natural gas explained. Factors affecting natural gas prices.
21. IEA (2021), Gas Market Report, Q1-2021, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2021>
22. IEA (2022), Gas Market Report, Q1 2022, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2022>
23. Duann, DJ, Nagler, PA, HarunnzzaDWJ, M. e Iyyuni, G. (1990). Almacenamiento de gas: estrategia, regulación y algunas implicaciones competitivas. Columbus, OH: El Instituto Nacional de Investigación Reguladora (NRRI).
24. SENER. (s. f.). Política pública en materia de almacenamiento de gas natural. <https://www.gob.mx/sener/articulos/presentacion-a-consulta-de-la-politica-publica-en-materia-energetica-aplicable-a-la-constitucion-de-almacenamiento-de-gas-natural?state=published#:~:text=La%20Pol%C3%ADtica%20P%C3%ABlica%20en%20materia,%C3%BAnicamente%20con%20la%20metodolog%C3%ADa%20aprobada> [Accesado el 8 noviembre 2022]
25. Plaat, H. (2009). Underground gas storage: Why and how. Geological Society, London, Special Publications, 313(1), 25-37.

BIBLIOGRAFÍA

26. Correa, T., & Castrillón, E. (2008). Almacenamiento de gas natural. TecnoLógicas.
27. Cornot-Gandolphe, S. (201). Underground gas storage in the world–2017 Status. Cedigaz Insights, (22).
28. EIA, U. (2019). EIA, U. (2020). Natural gas explained. Factors affecting natural gas prices.
29. Banco Mundial. (2021). PIB (US\$ a precios actuales). Obtenido de: https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD?end=2018&most_recent_value_desc=true&start=1960&view=map&year=2018.
30. U.S. Department of Energy (2020). Liquefied Natural Gas Value Chain. Obtenido de: https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/10/f79/LNG%20Value%20Chain%20Fact%20Sheet_1.pdf
31. Union, I. G. (2021). World LNG report. International Gas Union.
32. IEA (2022), Gas Market Report, Q2-2022, IEA, París <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2-2022>, Licencia: CC BY 4.0
33. CENAGAS(2016). Importancia del Gas Natural. Obtenido de: <https://www.gob.mx/cenagas/articulos/importancia-del-gas-natural?idiom=es>
34. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos [México], 5 febrero 1917, disponible en esta dirección: <https://www.refworld.org/es/docid/57f795a52b.html> [Accesado el 8 noviembre 2022]
35. Cárdenas Gracia, J. (2015). La nueva legislación secundaria en materia energética de 2014. Boletín mexicano de derecho comparado, 48(143), 547-613.
36. Diario Oficial de la Federación (11 de agosto 2014). Ley de Hidrocarburos, México.
37. SENER (2021). Balance Nacional de Energía 2020. México
38. CNIH - Reservas de hidrocarburos. (s. f.). <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx/>
39. CNIH - Producción. (s. f.). <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>

BIBLIOGRAFÍA

40. SENER – Sistema de Información Energética. <https://sie.energia.gob.mx/>
41. SENER. Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2020 – 2024. https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaHidrocarburos/PlanQuinExpansionSistTranspAlmacenamNaclIntegGasNatural/SENER_02_PlanQuinquenalSISTRANGAS2020_20241aRevisi%C3%B3n2021.pdf
42. Secretaría de Energía (SENER) de México, “Prontuario estadístico” [Base de datos en línea] <https://datos.gob.mx/busca/dataset/prontuario-de-gas-natural-y-petroquimicos>
43. CRE.(2023). Registro Público de Órgano de Gobierno. [Base de datos en línea] <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>
44. Jim, K. (2021). Winterization and the Texas Blackout: Fail To Prepare? Prepare To Fail | Baker Institute. Baker Institute. <https://www.bakerinstitute.org/research/winterization-and-texas-blackout-fail-prepare-prepare-fail>
45. CYDSA.(2017) Procesamiento y Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos . <https://cydsa.com/almacenamientos/>
46. CNH (2023). Administración de Asignaciones. <https://asignacionesycontratos.hidrocarburos.gob.mx/>
47. CENAGAS. (2023) Ficha técnica Campo Jaf <https://www.gob.mx/cenagas/documentos/ficha-tecnica-campo-jaf>
48. CENAGAS. (2010) Ficha técnica Campo Brasil. <https://www.gob.mx/cenagas/documentos/ficha-tecnica-campo-brasil>
49. CENAGAS. (2023) Ficha técnica Campo Saramako. <https://www.gob.mx/cenagas/documentos/ficha-tecnica-campo-saramako>
50. Laherrère, J. (1997, November). Distribution and evolution of “recovery factor,”. In Oil Reserves Conference, Paris, France (Vol. 11).
51. Rodríguez, Juan José, and Pedro Santistevan. (2001) "Diadema Project - Underground Gas Storage in a Depleted Field, in Patagonia, Argentina." Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina.

BIBLIOGRAFÍA

52. CARCAGNO, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
53. Carrillo, J., Díaz, D., & Ocampo, O. (2022) Almacenamiento de gas natural para la seguridad energética.