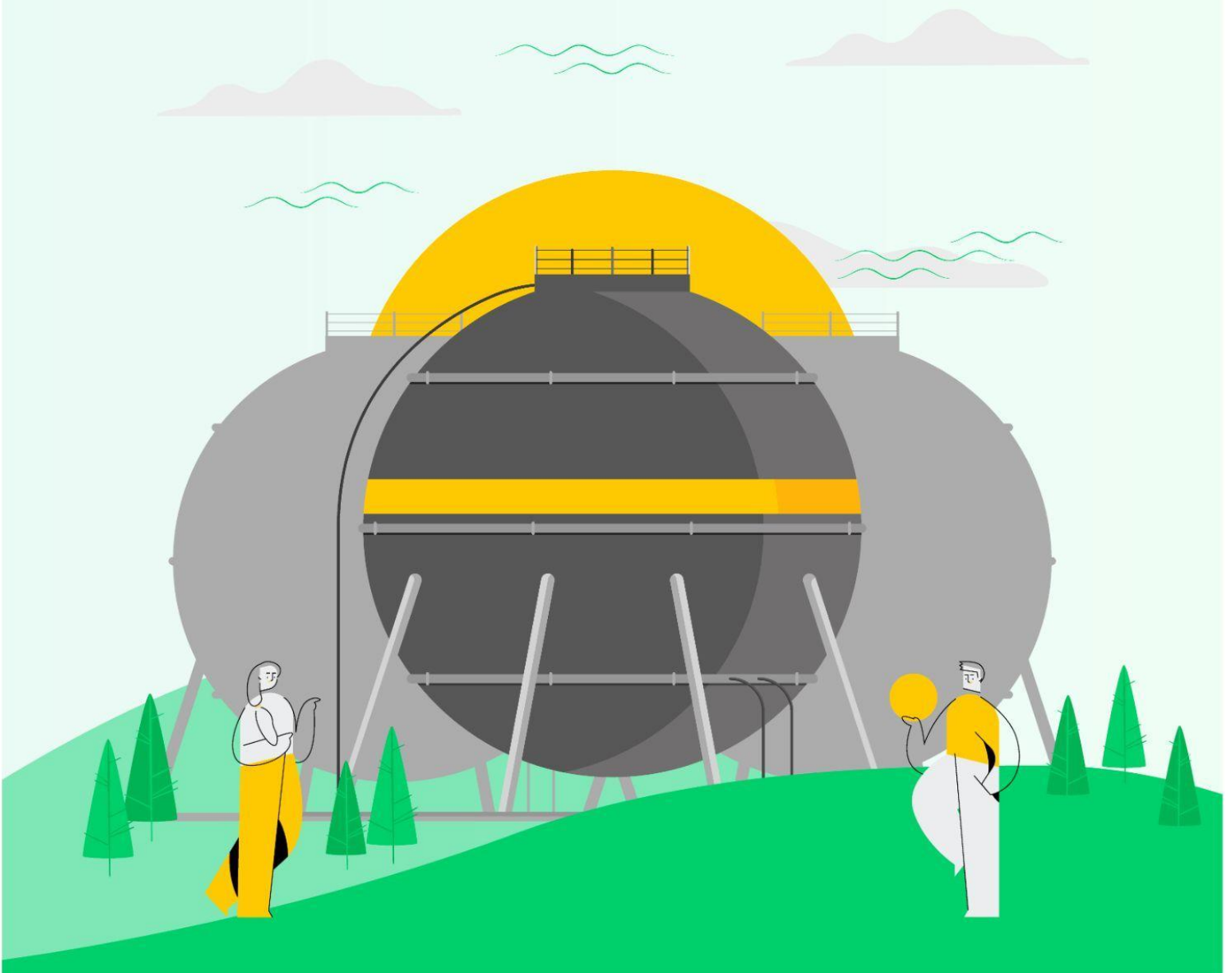

ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL PARA LA SEGURIDAD ENERGÉTICA



Almacenamiento de gas natural para la seguridad energética

Autores: Jesús Carrillo, Diego Díaz y Oscar Ocampo

Resumen ejecutivo

La falta de infraestructura de almacenamiento de gas natural representa uno de los principales riesgos de seguridad energética del país. Actualmente, **el país cuenta con 2.4 días de almacenamiento de gas natural**. Esta cifra se encuentra por debajo de los días de almacenamiento promedio de países como Austria (318.3), Francia (98.8), Italia (93.8) o España (34.2).

El gas natural es un combustible indispensable tanto para la generación eléctrica en el país (aproximadamente 60% de la electricidad se produce a partir de gas natural), así como para las actividades industriales. **No contar con un suministro suficiente representa un riesgo real de seguridad energética para el país; de ahí la necesidad de desarrollar infraestructura para almacenar este combustible.**

A nivel mundial existen cuatro tecnologías principales para el almacenamiento de gas natural: los yacimientos de hidrocarburos agotados o económicamente inviables, cavernas salinas, acuíferos confinados y tanques de gas natural licuado (GNL) -las cuales no solo son la forma más eficiente de almacenamiento, sino que se utilizan principalmente para importaciones del combustible—. **México únicamente cuenta con tres instalaciones de GNL en Altamira, Ensenada y Manzanillo.**

Aunque en 2018 se publicó la “Política pública en materia de almacenamiento de gas natural” con el objetivo de incrementar gradualmente la capacidad de almacenamiento del país hasta llegar a los 5 días, **esta no ha tenido continuidad y las licitaciones de los cuatro campos con los que se pretendía iniciar se encuentran suspendidas.**

Es necesario retomar las metas de la Política, así como evaluar todas las tecnologías potenciales para el almacenamiento de gas natural en México. Por ello, **el IMCO Propone:**

- **Retomar la Política de Almacenamiento de 2018 y actualizarla a la demanda actual** con el objetivo de contar con al menos 5 días de almacenamiento en el mediano plazo.
- **Retomar los proyectos de almacenamiento** de gas natural en yacimientos terrestres agotados de hidrocarburos en Acuyo (Chiapas), Brasil (Tamaulipas), Jaf (Veracruz) y Saramako (Tabasco).
- **Elaborar un estudio sobre el potencial de los yacimientos agotados existentes** en México, tomando en cuenta su ubicación, accesibilidad e infraestructura existente, y realizar un análisis de costo-beneficio de esta tecnología en comparación con las cavernas salinas y acuíferos confinados.

1. Introducción

La invasión de Rusia a Ucrania en febrero de 2022 detonó un entorno global convulso con implicaciones de largo aliento para la economía mundial. Los mercados energéticos han experimentado una volatilidad que se ha reflejado en un alza del precio de los hidrocarburos y en presiones a los países europeos de cara al invierno debido a su dependencia del gas proveniente de Rusia.

A diferencia del petróleo, los mercados de gas son regionales. Sin embargo, la coyuntura en Europa agudiza la importancia de contar con niveles suficientes de inventarios de gas natural para responder a los cambios abruptos en la oferta y la demanda de este combustible. En otras palabras, **la infraestructura de almacenamiento de gas natural es esencial para garantizar la seguridad energética de los países.**

En este contexto, **México se encuentra en una posición vulnerable dado que el país cuenta con el equivalente de 2.4 días de inventarios**, por debajo de países como Francia (98.8), Alemania (89) o España (34.2).¹

Desde 2011 el país ha llevado a cabo una expansión ambiciosa de la red de gasoductos liderada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para aprovechar el auge en la producción de gas natural en América del Norte, que actualmente es utilizado para aproximadamente el 60% de la generación eléctrica en el país, así como para las actividades industriales.

Una mayor capacidad de transporte del combustible no se ha visto acompañada de mayor capacidad para almacenarlo. México cuenta con la “Política pública en materia de almacenamiento de gas natural” (en adelante la Política) desde 2018. En ella se planteó el

¹ Díaz, Diego y Oscar Ocampo, *Gas natural para la transición energética y competitividad de México* (Ciudad de México: Instituto Mexicano para la Competitividad, 2022) <https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2022/08/Gas-Natural-Competitivo-en-Mexico.pdf> <https://imco.org.mx/garantizar-la-seguridad-energetica-de-mexico-requiere-de-inversion-en-gas-natural/>

objetivo de desarrollar infraestructura de esta naturaleza de forma gradual con el propósito de alcanzar 5 días de inventarios para 2026.²

Para lograrlo, se planteó en una primera etapa que consistía en licitar en 2018 uno de cuatro yacimientos terrestres agotados de hidrocarburos –Acuyo (Chiapas), Brasil (Tamaulipas), Jaf (Veracruz) o Saramako (Tabasco)– para reconvertirlo en una instalación de almacenamiento subterráneo de gas natural. No obstante, no se ha dado continuidad a las medidas para implementar la Política desde 2019, fecha de la última actualización del proyecto de licitación por parte del Centro Nacional de Control del Gas Natural (Cenagas).³⁴

México va tarde en el desarrollo de almacenamiento de gas natural. De acuerdo con datos de la propia Secretaría de Energía (Sener), Canadá cuenta con una política de almacenamiento desde 1962 y Estados Unidos desde 1985.⁵ Lo mismo sucede con los países europeos, cuya infraestructura de almacenamiento ha permitido sortear el conflicto en Ucrania, a pesar de las fluctuaciones en el precio del gas natural.

Más allá de los proyectos para desarrollar infraestructura de gas natural licuado (GNL), que obedecen a otro objetivo –posibilitar el comercio de gas natural hacia mercados fuera de América del Norte–, hasta hoy no se ha promovido el desarrollo de infraestructura subterránea como yacimientos agotados, cavernas salinas o acuíferos confinados para almacenamiento.

Como parte del [seguimiento](#) al mercado de gas natural, el **Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) analiza los distintos tipos de tecnología viables para almacenar este combustible, su adopción en distintos países, así ventajas y desventajas y estatus en México. Asimismo, inspecciona** el estado actual del almacenamiento de este hidrocarburo en

² Sener, *Política pública en materia de almacenamiento de gas natural* (Ciudad de México: Sener, 2018) https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/312167/Documento_Pol_tica_P_blica_de_Almacenamiento.pdf

³ Sener, *Política pública en materia de almacenamiento de gas natural* (Ciudad de México: Sener, 2018) https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/312167/Documento_Pol_tica_P_blica_de_Almacenamiento.pdf

⁴ Proyectos México, *Construcción y operación de una instalación de almacenamiento estratégico de gas natural en los estados de Chiapas, Tamaulipas, Veracruz y Tabasco* (Ciudad de México: Proyectos México, 2019) https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/812-instalacion-de-almacenamiento-estrategico-de-gas-natural/

⁵ Sener, *Política pública en materia de almacenamiento de gas natural*

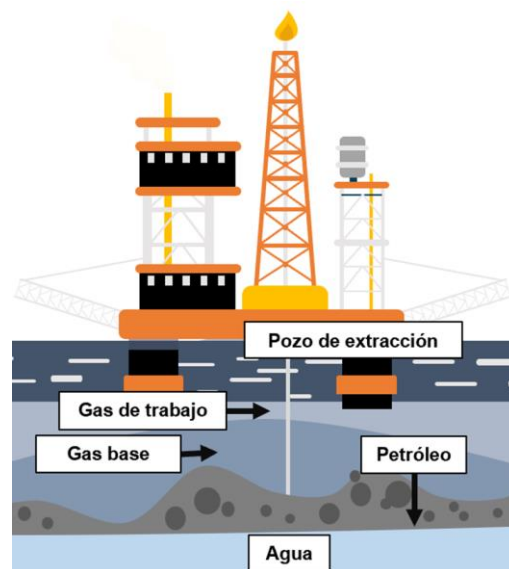
el país, aunado a los costos para desarrollar infraestructura de almacenamiento competitiva en el país.

Explotar el potencial para utilizar el gas natural como motor del desarrollo de las regiones más desfavorecidas como el sur-sureste y como catalizador de la transición energética, es decir de la descarbonización gradual de las actividades económicas, requiere del **desarrollo de infraestructura de almacenamiento que garantice el suministro de este combustible de forma eficiente, segura y asequible.**

2. Tecnologías para almacenar gas natural

El almacenamiento de gas natural se puede clasificar en cuatro tecnologías centrales: yacimientos de hidrocarburos agotados, cavernas salinas, acuífero y tanques de gas natural licuado. Actualmente, México únicamente cuenta con esta última (Altamira, Ensenada y Manzanillo). La Política de 2018 considera las cuatro tecnologías técnica y económicamente viables para México.

Es necesario distinguir entre el gas base y el gas de trabajo. El gas base se refiere a la cantidad mínima de gas requerida para la operación de la instalación de almacenamiento con la presión necesaria para extraer el gas de trabajo, es decir, es un inventario mínimo permanente. El gas de trabajo es el combustible que se puede extraer y comercializar.



2.1 Almacenamiento subterráneo

La forma más común de almacenar gas natural es a partir de **tres tipos de almacenamiento subterráneo: yacimientos de hidrocarburos agotados, acuíferos confinados y cavernas salinas**. Al cierre de 2020 existían 661 instalaciones de almacenamiento subterráneas a nivel mundial con una capacidad total de almacenamiento de 423 mil millones de pies cúbicos, equivalentes al 11% de la demanda global anual. En México actualmente no existe infraestructura de este tipo.⁶

2.1.1 Yacimientos de hidrocarburos agotados

El almacenamiento de gas natural en yacimientos de hidrocarburos agotados o cuya extracción es económicamente inviable es la tecnología más común a nivel mundial. La factibilidad geológica del yacimiento depende de su permeabilidad (propiedades de la roca para transmitir agua), porosidad (volumen de espacios vacíos en la roca) y capacidad de retención de los yacimientos.⁷ A partir de ello es posible determinar los volúmenes para la inyección y extracción de gas natural.

Una cuestión clave es que los yacimientos deben estar cerca del centro de consumo o de la infraestructura de transporte. En este sentido, los yacimientos agotados de hidrocarburos tienen la ventaja de ser abundantes en México y -al haber sido usados para la extracción de hidrocarburos- de contar con acceso a infraestructura.

Como se señala en la Figura 1, los yacimientos agotados de Acuyo, Brasil, Jaf o Saramako, cuya licitación se encuentra suspendida desde 2019 y que fueron dictaminados como económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos por parte de la Comisión Nacional

⁶ Cedigaz, *Underground Natural Gas Storage in the World 2021* (Rueil Malmaison: Cedigaz, 2021), <https://www.cedigaz.org/underground-gas-storage-in-the-world-2021-status/>

⁷ Energy Information Administration, *The Basics of Natural Gas Storage* (Houston: EIA, 2015), <https://www.eia.gov/naturalgas/storage/basics/#:~:text=It%20is%20most%20commonly%20held,form%20in%20above%E2%80%93ground%20tanks.>

de Hidrocarburos (CNH), se habrían convertido en las primeras instalaciones de almacenamiento subterráneo en el país.⁸

Figura 1. Yacimientos terrestres económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos.



Fuente: Elaborado por el IMCO con información de la CNH. Mapa de la industria de hidrocarburos.

2.1.2 Acuíferos confinados

El almacenamiento de gas natural en acuíferos confinados se lleva a cabo mediante la inyección del combustible en depósitos de agua cuya roca sedimentaria está cubierta por una capa de roca impermeable. A diferencia de los yacimientos agotados, los acuíferos confinados requieren

⁸ Proyectos México, Construcción y operación de una instalación de almacenamiento estratégico de gas natural en los estados de Chiapas, Tamaulipas, Veracruz y Tabasco.

mayores niveles de gas base y sus procesos de inyección y extracción de gas son más lentos. En Estados Unidos los acuíferos confinados se utilizan principalmente en el medio oeste.⁹

Esta alternativa es menos convencional para el almacenamiento de gas natural al tener la desventaja de contar con costos de capital comparativamente más elevados que los yacimientos agotados o las cavernas salinas.

2.1.3 Cavernas salinas

El almacenamiento en caverna salina consiste en aprovechar domos de sal (yacimientos salinos en forma de domo) para desarrollar infraestructura subterránea. A pesar de tener costos de capital más elevados que los yacimientos de hidrocarburos agotados, esta tecnología cuenta con niveles de extracción e inyección más altos. En Estados Unidos esta tecnología es utilizada principalmente en los estados del Golfo de México. Sus altos niveles de productividad han popularizado esta tecnología también en el noreste, medio oeste y suroeste de ese país.¹⁰

De acuerdo con la Agencia de Coordinación de Reguladores Energéticos de la Unión Europea, los altos niveles de extracción e inyección hacen que las cavernas salinas sean alternativas propicias para la comercialización de gas natural de corto plazo, no necesariamente como reservas estratégicas.¹¹

Actualmente existe infraestructura de cavernas salinas para almacenar gas licuado de petróleo (GLP) en Veracruz. Este fue el primer proyecto de almacenamiento subterráneo en territorio nacional que actualmente almacena GLP para Petróleos Mexicanos (Pemex). La experiencia en México, aunque limitada, sugiere su viabilidad para el almacenamiento de gas natural.

⁹ Energy Information Administration, *The Basics of Underground Natural Gas Storage*.

¹⁰ Energy Information Administration, *The Basics of Underground Natural Gas Storage*

¹¹ Acer, *Report on Natural Gas Storage and Indicators* (Ljubljana: Acer, 2022), https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20Gas%20Storage%20Regulation%20and%20Indicators.pdf

2.2 Almacenamiento en tanques de gas natural licuado

El gas natural se transforma a un estado líquido mediante un proceso de criogenización que llega a -160° grados Celsius y presión alta. Mediante la criogenización, el gas se transforma en líquido y reduce su volumen en aproximadamente 600 veces (1/600), lo que facilita su almacenamiento y transporte.¹²

México cuenta con las terminales de almacenamiento y regasificación de Altamira, Manzanillo y Ensenada, que en este momento representan la totalidad de la infraestructura en México.¹³

Aunque los tanques de gas natural licuado permiten almacenar el combustible, no representan la forma más eficiente de almacenamiento, especialmente por sus costos comparativamente más elevados, como se desglosa en las siguientes secciones. En el mundo, la tecnología de tanques se utiliza principalmente para importaciones de GNL, no con el fin último de almacenar este combustible para acumular inventarios.

3. El almacenamiento de gas natural en el mundo

La capacidad global de almacenamiento está concentrada principalmente en Europa y América del Norte (Estados Unidos y Canadá). Estados Unidos es el país con mayor infraestructura de almacenamiento subterráneo. Junto con Canadá, hace de América del Norte la región con mayor uso de almacenamiento subterráneo con 441 instalaciones (aproximadamente 400 de ellas se encuentran activas), seguida por Europa con 141.¹⁴ **En Estados Unidos aproximadamente 80% de la capacidad de almacenamiento subterráneo son yacimientos de hidrocarburos agotados, 10% acuíferos confinados y 10% cavernas salinas.**¹⁵ Estas instalaciones proveen aproximadamente 20% del gas natural que se consume en los meses de invierno.¹⁶

¹² Sener, *Política pública en materia de almacenamiento de gas natural*

¹³ Sener, *Política pública en materia de almacenamiento de gas natural*

¹⁴ Cedigaz, *Underground Natural Gas Storage in the World 2021*

¹⁵ Energy Infrastructure, *Underground Natural Gas Storage* (Washington: Energy Infrastructure, 2022), <https://www.energyinfrastructure.org/energy-101/natural-gas-storage>

¹⁶ Energy Infrastructure, *Underground Natural Gas Storage*

Por su parte, la Unión Europea cuenta con capacidad para almacenar el equivalente a 27% de la demanda de sus países miembros. Las tecnologías más utilizadas son yacimientos y acuíferos confinados. **75% de esta capacidad está concentrada en 5 países: Alemania, Italia, Francia, Países Bajos y Austria.**¹⁷ En 2022 -en el contexto del conflicto en Ucrania-, el Consejo de la Unión Europea adoptó una regulación para que el almacenamiento subterráneo en los Estados miembros se encuentre en mínimo 80% -de ser posible 85%- para el invierno 2022/23 y en 90% para los inviernos posteriores. Al cierre de 2021 el promedio fue de 72%.¹⁸ En noviembre de 2022, los inventarios ya se encontraban al 95%.¹⁹

En total, 18 países de la Unión Europea cuentan con instalaciones de almacenamiento de gas natural. Únicamente **9 Estados miembros no cuentan con almacenamiento, lo que representa menos de 5% de la demanda de gas natural en el bloque.** Con la nueva regulación, estos países deben contar con inventarios equivalentes a 15% de su consumo en las instalaciones de otros países miembros.²⁰

Tabla 1. Porcentaje de almacenamiento por tipos de tecnología: Estados Unidos y Unión Europea (%)

País	Yacimientos agotados	Acuíferos confinados	Yacimientos agotados y acuíferos confinados	Cavernas de roca / salinas	Otros
Alemania			43	50	7
Austria	100				
Bélgica		100			
Bulgaria			100		

¹⁷ Energy Monitor, *Weekly data: European gas storage is filled to 67%* (Londres: Energy Monitor, 2022) <https://www.energymonitor.ai/tech/energy-storage/weekly-data-european-gas-storage-is-filled-to-67>

¹⁸ Consejo de la Unión Europea, *Council adopts regulation on gas storage* (Bruselas: UE, 2022), <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/06/27/council-adopts-regulation-gas-storage/>

¹⁹ Reuters, *95.0% of EU gas storage is filled.* (Londres: Reuters, 2022), <https://graphics.reuters.com/UKRAINE-CRISIS/EUROPE-GAS/zdvxozxzopx/>

²⁰ Acer, *Report on Natural Gas Storage and Indicators*

País	Yacimientos agotados	Acuíferos confinados	Yacimientos agotados y acuíferos confinados	Cavernas de roca / salinas	Otros
Croacia	100				
Dinamarca		55		45	
Eslovaquia	100				
España	84	16			
Estados Unidos	80	10		10	
Francia		90		10	
Hungría	100				
Italia	100				
Letonia		100			
México					100
Países Bajos	97			3	
Polonia	74			26	
Portugal				100	
República Checa			98	2	
Rumania	100				
Suecia				100	

Fuente: Elaborado por el IMCO con información de la ACER.

4. Infraestructura de almacenamiento de gas natural en México

A pesar de la importancia del almacenamiento de gas natural para mitigar los impactos negativos de una potencial interrupción del suministro de este hidrocarburo, y aunque México cuenta desde 2018 con una política pública en materia de almacenamiento de gas natural, **la infraestructura disponible en el país para este propósito es limitada.**

Pese a que existen distintas tecnologías comercialmente viables a nivel mundial para almacenar gas natural, **en México solamente se almacena este hidrocarburo en su forma líquida** (gas natural licuado –GNL–) en tres terminales de almacenamiento y regasificación ubicadas en los municipios de Altamira, Tamaulipas; Ensenada, Baja California; y Manzanillo, Colima (Figura 2).

Si bien la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha otorgado un par de permisos para el desarrollo y operación de infraestructura de almacenamiento de gas natural, **a la fecha dicha infraestructura no ha entrado en operación.** El estatus de un permiso otorgado en octubre de 2007 para el almacenamiento subterráneo de gas natural en la localidad de Tuzandépetl (Veracruz) permanece como inactivo,²¹ en tanto que una unidad de almacenamiento flotante en Baja California Sur con una capacidad de 138 mil 163 metros cúbicos (m³) de GNL –poco menos de la mitad de la capacidad de las tres terminales existentes– autorizada por la CRE en junio de 2021 está por iniciar operaciones.²²

²¹ CRE, “Resolución por la que se otorga a Almacenamiento Subterráneo del Istmo, S. A. de C. V., permiso de almacenamiento subterráneo de gas natural con las condiciones suspensivas y resolutorias que se determinan”, Resolución no. RES/396/2007, 30 de octubre de 2007, <https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerResolucion/?id=ZGM2ZDhmY2ltODVINi00NDA1LTUxNzgtNGU1NDdkODk0NGMw>

²² CRE, “Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que se otorga a NFE Pacifico LAP, S. de R. L. de C. V., un permiso de almacenamiento de gas natural en una unidad de almacenamiento flotante en el puerto de Pichilingue, en el estado de Baja California Sur”, Resolución no. RES/244/2021, 14 de junio de 2021, <https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerResolucion/?id=YWI0OTJIM2QtNzlwYS00OWRkLTlxMzQ5LTlzY2RlZmQ3MDk2MQ==>

Figura 2. Terminales de almacenamiento y regasificación de GNL y red de gasoductos en México en 2020



Fuente: Elaborado por el IMCO con información de la CNH. Mapa de la industria de hidrocarburos.

De acuerdo con la CNH, la capacidad de las tres terminales de almacenamiento existentes en el país es de 32.5 millones de pies cúbicos (MMpc) de GNL, lo que **equivale a 19 mil 975 MMpc de gas natural o 6.1 terawatts-hora (TWh) de energía.**²³

²³ CNH, *El sector del gas natural: algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional* (Ciudad de México: CNH, 2018), <https://www.gob.mx/cnh/documentos/el-sector-del-gas-natural-algunas-propuestas-para-el-desarrollo-de-la-industria-nacional>

Tabla 2. Capacidad de almacenamiento de gas natural por estado físico y terminal. Millones de pies cúbicos (MMpc)

Terminal	Estado físico del gas natural	
	Líquido (GNL)	Gaseoso
Altamira	10.59	6,512.8
Ensenada	11.30	6,949.5
Manzanillo	10.59	6,512.8
Total	32.50	19,975.1

Nota: Se convirtió el GNL de pies cúbicos a m³ empleando un factor de conversión de 0.0283168466 m³ por pie cúbico. Posteriormente se convirtieron los m³ de GNL a pies cúbicos de gas natural con un factor de 21,718.52 pies cúbicos de gas natural por metro cúbico de GNL.

Fuente: Elaborado por el IMCO con información de CANIE. Factores de conversión y unidades comunes; CNH. El sector del gas natural: algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional.

Si se toma en cuenta que el consumo promedio diario de gas natural en México durante los primeros nueve meses de 2021 (último periodo con información disponible) fue de 8 mil 265 MMpc,²⁴ **la capacidad de almacenamiento en el país equivale a 2.4 días de consumo promedio**. Esta capacidad contrasta con la de países como Alemania, Austria, España, Francia e Italia, que supera los 34 días de consumo promedio (Tabla 2).

²⁴ Sener, "Balance nacional de gas natural. Prospectivas", Gobierno de México, <https://datos.gob.mx/busca/organization/sener> (Consultado el 26/10/2022).

Tabla 3. Capacidad de almacenamiento de gas natural por país seleccionado al 31 de diciembre de 2020

País	Capacidad de almacenamiento (TWh)	Consumo promedio diario (TWh)	Días de almacenamiento
Austria	95.5	0.3	318.3
Francia	128.5	1.3	98.8
Italia	196.9	2.1	93.8
Alemania	240.3	2.7	89.0
España	34.2	1.0	34.2
México	6.1	2.5	2.4

Notas:

^{1/} El número de días de almacenamiento se calcula como la capacidad de almacenamiento de gas natural al cierre de 2020 entre el consumo promedio diario registrado durante ese año.

^{2/} Los datos de México corresponden a los primeros nueve meses de 2021.

Fuente: Elaborado por el IMCO con información de GIE. Aggregated Gas Storage Inventory.

4.1. Política pública en materia de almacenamiento de gas natural

En cumplimiento a lo señalado en la fracción II del artículo 80 de la Ley de Hidrocarburos,²⁵ en marzo de 2018 la Secretaría de Energía (Sener) publicó la “Política pública en materia de almacenamiento de gas natural”, una disposición de carácter general que tiene el objetivo de crear las condiciones regulatorias necesarias para que **el país cuente con inventarios y reservas estratégicas y operativas de gas natural que garanticen el suministro de este hidrocarburo y salvaguarden la seguridad energética nacional.**²⁶

A partir de un diagnóstico de la situación del almacenamiento vigente a inicios de 2018, según el cual la capacidad de almacenamiento existente en el país era **insuficiente para hacer frente a diversos escenarios de interrupción del suministro**, se estableció la meta de crear un inventario estratégico de gas natural equivalente a cuando menos **5 días del consumo estimado para 2029 (aproximadamente 9 mil millones de pies cúbicos –MMMpc– al día) hacia 2026. Es decir, de al menos 45 MMMpc de gas de trabajo.**²⁷

Para alcanzar este objetivo, la Política **obligó al Centro Nacional de Control del Gas Natural (Cenagas) a proponer y licitar la construcción, desarrollo y operación de proyectos estratégicos de infraestructura de almacenamiento en yacimientos no económicamente viables para la extracción de hidrocarburos, los cuales serían financiados por los beneficiarios de un mayor almacenamiento:** los usuarios del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (Sistrangas) y de los sistemas de transporte de acceso abierto de gas natural.

En particular, se obligó a este organismo a llevar a cabo una licitación pública internacional para la construcción de un proyecto de almacenamiento subterráneo con una capacidad de al menos 10 MMMpc (poco más de un día de consumo promedio) en 2018.

²⁵ Cámara de Diputados, “Ley de Hidrocarburos”, Última reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2021 (Cámara de Diputados: Ciudad de México, 2021), https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_200521.pdf

²⁶ Sener, *Política pública en materia de almacenamiento de gas natural*.

²⁷ El gas de trabajo (*working gas*) corresponde al total de gas almacenado menos el gas base o de cobertura (*cushion gas*): cantidad de gas requerida para garantizar la presión necesaria para la extracción del gas de trabajo almacenado.

Para elegir el yacimiento que se licitaría para su conversión en una instalación de almacenamiento de gas natural, la CNH dictaminó, en una primera etapa, como económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos cuatro campos: Acuyo, Brasil, Jaf y Saramako.²⁸ Este órgano señaló en un par de oficios dirigidos a la Sener que, aunque dichos campos contenían volúmenes de hidrocarburos técnicamente recuperables, mediante distintos análisis económicos se llegó a la conclusión de que su explotación era económicamente inviable y que, en ese sentido, podían considerarse aptos para el depósito y resguardo de gas natural.²⁹

Posteriormente, aquellas empresas interesadas en desarrollar y operar dicha infraestructura deberían nominar de entre esos campos, aquellos que por sus características fueran técnica, económica, jurídica y socialmente viables. Por último, a partir de las nominaciones y argumentos planteados por las empresas interesadas, el Cenagas seleccionaría un solo campo para su posterior licitación.³⁰

No obstante, aunque se publicaron las bases preliminares de la licitación para la prestación del servicio de recepción, almacenamiento y entrega de gas natural en uno de los cuatro campos técnicamente inviables para la extracción de hidrocarburos antes mencionados, **dicha licitación no se realizó.**

5. Costos de infraestructura de almacenamiento de gas natural en México

A partir de un análisis realizado por la Sener en el que esta dependencia identificó los costos de capital y operación de distintas tecnologías de almacenamiento (Tabla 4), **se estimó el costo de la construcción y operación de las instalaciones de almacenamiento necesarias para**

²⁸ De acuerdo con la CNH, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) presentó al Cenagas un estudio en el que identificó como prospectos para el almacenamiento subterráneo de gas natural 5 campos agotados adicionales a los antes señalados: 18 de marzo, Acachu, Aral, Bitzal y Xicalango. CNH, *El sector del gas natural: algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional*.

²⁹ Cenagas, *Bases de licitación para la adjudicación del contrato para la prestación del servicio de recepción, almacenamiento y entrega de gas natural* (Ciudad de México: Cenagas, 2018), http://transparencia.cenagas.gob.mx/licitacion_uqtp/Bases%20de%20Licitacion%20Almacenamiento%20Gas%20natural%20Con%20Cambios%2027082018-scc_v2.docx

³⁰ Cenagas, “Proyecto de almacenamiento estratégico”, Gobierno de México, <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/proyecto-de-almacenamiento-estrategico-156833> (Consultado el 10/11/2022).

cumplir con la meta de crear un inventario estratégico de 45 MMMpc de este hidrocarburo.

Es importante señalar que estos montos no incluyen los costos en materia de infraestructura asociada que proyectos específicos pudieran requerir para su operación, como la expansión de ductos para transportar el gas a centros de consumo.

Tabla 4. Costos de almacenamiento de gas natural por tipo de tecnología. Dólares por millón de Btu³¹ de gas de trabajo (USD/MMbtu)

Tecnología	Costos de capital (totales)		Costos operativos (anuales)	
	Desde	Hasta	Desde	Hasta
GNL	55.50		11.09	
Cavernas salinas	13.20	21.62	0.24	0.41
Acuíferos confinados	11.90	13.96	0.19	0.23
Yacimientos no económicamente viables para la extracción de hidrocarburos	9.16	13.90	0.14	0.23

Fuente: Adaptado de la Sener. Política pública en materia de almacenamiento de gas natural.

Se calcula que **el costo de capital de las instalaciones de almacenamiento estratégico de gas natural necesarias para cumplir las metas planteadas sería de entre 428.3 y 2,594.9 millones de dólares (mdd)**, dependiendo de la tecnología empleada; es decir, entre 8.6 y 52.4 mil millones de pesos (mmdp).³² El límite inferior corresponde a la tecnología de yacimientos no

³¹ Una unidad térmica británica, o BTU –British thermal unit–, representa la cantidad de energía que se requiere para elevar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.

³² Se tomó un tipo de cambio de 20.1927 pesos por dólar correspondiente al cierre del tercer trimestre de 2022.

económicamente viables para la extracción de hidrocarburos, en tanto que el límite superior corresponde al almacenamiento de GNL (Tabla 5).

Tabla 5. Costos de almacenamiento estratégico de gas natural por tipo de tecnología. Millones de dólares (mdd)

Tecnología	Costos de capital (totales)		Costos operativos (anuales)	
	Desde	Hasta	Desde	Hasta
GNL	2,594.9		518.5	
Cavernas salinas	617.2	1,010.8	11.2	19.2
Acuíferos confinados	556.4	652.7	8.9	10.8
Yacimientos no económicamente viables para la extracción de hidrocarburos	428.3	649.9	6.5	10.8

Nota: Se convirtió la capacidad de almacenamiento de gas natural de pies cúbicos a Btu empleando un factor de conversión de 1,039 Btu por pie cúbico de gas natural.

Fuente: Elaborado por el IMCO con información de la EIA. Energy conversion calculators; Sener. Política pública en materia de almacenamiento de gas natural.

En lo que respecta a los costos anuales de operación, se estima que **serían de entre 6.5 y 518.5 mdd**, según la tecnología. Esto es, entre 132.2 millones de pesos y 10.5 mmdp.³³ Al igual que en el caso de los costos de capital, el límite inferior corresponde a la tecnología de yacimientos no económicamente viables para la extracción de hidrocarburos, mientras que el límite superior corresponde al almacenamiento de gas en su forma líquida.

³³ Se toma el tipo de cambio de 20.1927 pesos por dólar correspondiente al cierre del tercer trimestre de 2022.

6. Conclusiones

El desarrollo de infraestructura de almacenamiento es técnica y económicamente viable. No tiene que representar una carga significativa para las finanzas públicas, pero sí se requiere un entorno de certidumbre jurídica que atraiga inversión pública y privada.

México debe fortalecer la infraestructura de almacenamiento de gas natural y transitar gradualmente hacia un mínimo de 5 días de inventarios, como pretende la Política de 2018.

Un primer paso sería retomar las licitaciones suspendidas desde 2019, promover más proyectos de almacenamiento de hidrocarburos en cavernas salinas como los que actualmente existen para GLP y petróleo –este último en desarrollo todavía– e incentivar el desarrollo de más infraestructura de GNL que permita al país poder acceder a proveedores alternativos en momentos críticos de forma más eficiente y asequible.

El país no tiene por qué seguir expuesto a la vulnerabilidad actual en el mercado de gas natural. El costo de los proyectos es relativamente menor comparado con el costo de no contar con un suministro suficiente para las actividades económicas y la generación de energía eléctrica en México.

7. IMCO Propone

- Retomar la Política de Almacenamiento de 2018 y actualizarla a la demanda actual con el objetivo de contar con al menos 5 días de almacenamiento en el mediano plazo.
- Retomar los proyectos de almacenamiento de gas natural en yacimientos terrestres agotados de hidrocarburos en Acuyo (Chiapas), Brasil (Tamaulipas), Jaf (Veracruz) y Saramako (Tabasco).
- Elaborar un estudio sobre el potencial de los yacimientos agotados existentes en México, tomando en cuenta su ubicación, accesibilidad e infraestructura existente y realizar un análisis costos-beneficios de esta tecnología en comparación con las cavernas salinas y acuíferos confinados.

8. Referencias bibliográficas

Acer. *Report on Natural Gas Storage and Indicators*. Ljubljana: Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2022. https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20Gas%20Storage%20Regulation%20and%20Indicators.pdf

Cámara de Diputados. “Ley de Hidrocarburos”. Última reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2021. Cámara de Diputados: Ciudad de México, 2021. https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_200521.pdf

Cedigaz. *Underground Natural Gas Storage in the World 2021*. Rueil Malmaison: Cedigaz, 2021. <https://www.cedigaz.org/underground-gas-storage-in-the-world-2021-status/>

Centro Nacional de Control del Gas Natural (Cenagas). *Bases de licitación para la adjudicación del contrato para la prestación del servicio de recepción, almacenamiento y entrega de gas natural*. Ciudad de México: Cenagas, 2018. http://transparencia.cenagas.gob.mx/licitacion_ugtp/Bases%20de%20Licitacion%20Almacenamiento%20Gas%20natural%20Con%20Cambios%207082018-scc_v2.docx

———. “Proyecto de almacenamiento estratégico”. Gobierno de México. <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/proyecto-de-almacenamiento-estrategico-156833> (Consultado el 10/11/2022).

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). *El sector del gas natural: algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional*. Ciudad de México: CNH, 2018. <https://www.gob.mx/cnh/documentos/el-sector-del-gas-natural-algunas-propuestas-para-el-desarrollo-de-la-industria-nacional>

———. “Mapa de la industria de hidrocarburos”. CNH. <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/> (Consultado el 26/10/2022).

Comisión Reguladora de Energía (CRE). “Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que se otorga a NFE Pacífico LAP, S. de R. L. de C. V., un permiso de almacenamiento de gas natural en una unidad de almacenamiento flotante en el puerto de Pichilingue, en el estado de Baja California Sur”. Resolución no. RES/244/2021. 14 de junio de 2021. <https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerResolucion/?id=YWI0OTJIM2QtNzlwYS00OWRkLTIxMzQ5LTlzY2RlZmQ3MDk2MQ==>

———. “Resolución por la que se otorga a Almacenamiento Subterráneo del Istmo, S. A. de C. V., permiso de almacenamiento subterráneo de gas natural con las condiciones suspensivas y resolutorias que se determinan”. Resolución no. RES/396/2007. 30 de

- octubre de 2007. <https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerResolucion/?id=ZGM2ZDhmY2ltODVINi00NDA1LlTUxNzqtNGU1NDdkODk0NGMw>
- Consejo de la Unión Europea. *Council adopts regulation on gas storage*. Bruselas: Consejo de la Unión Europea, 2022. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/06/27/council-adopts-regulation-gas-storage/>
- Cooperación de América del Norte en Información Energética (CANIE). “Factores de conversión y unidades comunes”. Datos. <https://www.nacei.org/#!/data> (Consultado el 12/10/2022).
- Díaz, Diego y Oscar Ocampo. *Gas natural para la transición energética y competitividad de México*. Ciudad de México: Instituto Mexicano para la Competitividad, 2022. <https://imco.org.mx/garantizar-la-seguridad-energetica-de-mexico-requiere-de-inversion-en-gas-natural/>
- Energy Information Administration, *The Basics of Underground Natural Gas Storage*. Houston: EIA, 2015. <https://www.eia.gov/naturalgas/storage/basics/#:~:text=It%20is%20most%20commonly%20held,form%20in%20above%E2%80%93ground%20tanks>
- Energy Infrastructure. *Underground Natural Gas Storage*. Washington: Energy Infrastructure, 2022. <https://www.energyinfrastructure.org/energy-101/natural-gas-storage>
- Energy Monitor. *Weekly data: European gas storage is filled to 67%*. Londres: Energy Monitor, 2022. <https://www.energymonitor.ai/tech/energy-storage/weekly-data-european-gas-storage-is-filled-to-67>
- Gas Infrastructure Europe (GIE). “Aggregated Gas Storage Inventory”. GIE. <https://agsi.gie.eu/> (Consultado el 26/10/2022).
- Proyectos México. *Construcción y operación de una instalación de almacenamiento estratégico de gas natural en los estados de Chiapas, Tamaulipas, Veracruz y Tabasco*. Ciudad de México: Proyectos México, 2019. https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/812-instalacion-de-almacenamiento-estrategico-de-gas-natural/
- Reuters. “95.0% of EU gas storage is filled”. Reuters, 2022. <https://graphics.reuters.com/UKRAINE-CRISIS/EUROPE-GAS/zdvxozxzopx/>
- Secretaría de Energía (Sener). “Balance nacional de gas natural. Prospectivas”. Gobierno de México. <https://datos.gob.mx/busca/organization/sener> (Consultado el 26/10/2022).

———. *Política pública en materia de almacenamiento de gas natural*. Ciudad de México: Sener, 2018.

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

U.S. Energy Information Administration (EIA). “Energy conversion calculators”. Units and calculators explained. <https://www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/energy-conversion-calculators.php> (Consultado el 03/11/2022).

———. “The Basics of Underground Natural Gas Storage”. <https://www.eia.gov/naturalgas/storage/basics/> (Consultado el 08/11/2022).

IMCO

INSTITUTO MEXICANO PARA LA COMPETITIVIDAD A.C.