

Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación

*Tomo III: Oportunidades para las empresas productivas del estado
PEMEX y CFE*



Editorial

Comisionado y publicado por

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Oficinas registradas en:
Bonn y Eschborn, Alemania

Programa

Alianzas energéticas bilaterales en países emergentes y en desarrollo.
Apoyo a la Implementación de la Transición Energética en México

www.energypartnership.mx
www.giz.de/en/worldwide/76471.html

Edición y supervisión

William Jensen Díaz
william.jensen@giz.de

Lorena Espinosa Flores
lorena.espinosa@giz.de

Javier Arturo Salas Gordillo
javier.salasgordillo@giz.de

Natalia Escobosa Pineda

Autores

HINICIO

Fecha

Octubre 2021

Versión digital

Diseñado por

Sk3 Estudio Creativo, CDMX
www.sk3.mx

Créditos fotográficos

© petrmalinak página 08
© petrmalinak página 23

Todos los derechos reservados. El uso de este documento y/o sus contenidos está sujeto a la autorización del Secretariado de la Alianza Energética entre México y Alemania (AE) y del Programa Apoyo a la Transición Energética en México (TrEM).

Los contenidos de este reporte han sido preparados tomando en consideración fuentes oficiales y de información pública. Las aseveraciones y opiniones expresadas no necesariamente reflejan las políticas y posturas oficiales del Secretariado de la AE, del Programa TrEM, del Ministerio Federal de Economía y Energía de la República Federal de Alemania (BMWi), del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de la República Federal de Alemania (BMZ) y de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

Este documento no pretende sustituir una investigación detallada o el ejercicio de cualquier estudio profesional. El Secretariado de la AE y el Programa TrEM no garantizan la precisión ni profundidad de la información descrita en este reporte. Asimismo, no se responsabilizan por cualquier daño tangible o intangible causado directa o indirectamente por el uso de la información descrita en este reporte.

Agradecimientos

La Alianza Energética entre México y Alemania y el Programa Apoyo a la Implementación de la Transición Energética en México (TrEM) agradecen la participación y entusiasmo de todas y todos los expertos consultados en la preparación de este estudio.

Federico López de Alba, Responsable de la Gerencia de Protección Ambiental de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Carlos Morán, Subsecretario de Transporte de la Secretaría de Comunicaciones y Transporte (SCT)

Ivonne Vergara, Subdirectora General de Planeación y Desarrollo de la SCT

Carlos Gil, Desarrollo Técnico de la SCT

Salvador Monroy, Asuntos Internacionales de la SCT

Salomón Elnecavé, Director General de Autotransporte Federal de la SCT

Francisco Carrión, Jefe de División en el Instituto Mexicano del Transporte (IMT)

Javier Guadalupe Ramos, Presidente de la Sociedad Mexicana de Hidrógeno (SMH)

Israel Hurtado, Fundador y presidente de la Asociación Mexicana de Hidrógeno (AMH)

Asunción Borrás, Sr. VP Business Development H2 de Engie

Koen Langie, Desarrollador de soluciones Sr de Hidrógeno de Engie

José Aparicio, Director general y presidente de Siemens Energy México, Centroamérica y Caribe

Enrique König, Gerente de Asuntos Gubernamentales de Siemens Energy

Luis Lozano, CEO de Toyota México

Albes Rafael Urdaneta, Gerente de Energía de Ternium

Edgar Buñuelos, Gerente del Centro de Competitividad de la Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas (CANAME)

Carlos Avitia, Director de Comercio y Relaciones Institucionales de la CANAME

José Antonio Aguilar, Director de Administración y Finanzas de ViveEnergía

Ladis Bermúdez, Coordinadora Administrativa de ViveEnergía
Juan Esteban Pérez Salazar, Subdirector de Finanzas de ViveEnergía

Bruno Ramos, CEO y fundador de H2 Seven

Javier Fortuna, Socio y consultor en H2 Total Energy

Vincent Tessé, Gerente de proyectos de hidrógeno renovable de Dhamma Energy

Cristina Martín, Vicepresidenta para Latinoamérica de HDF Energy

Dr. Ulises Cano Castillo, del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL)

Dra. Rosa de Guadaupe Gonzalez Huerta, de la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas (ESIQIE) del Instituto Politécnico Nacional (IPN)

Dr. Omar Solorza Feria, del Centro de Investigación y Estudios Avanzados (CINESTAV) CDMX

Dr. Javier Rodríguez Varela, del CINESTAV Saltillo

Dra. Karina Suárez Alcántara, del Instituto de Investigaciones en Materiales (IIM) de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) Campus Morelia

Dr. Luis Carlos Ordoñez, Centro de Investigación Científica de Yucatán (CICY)

José Antonio Urtega, del Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

Michelle Carvalho, del BID

Juan Herrera, del BID

Marco Jano Ito, del Centro Mario Molina

Carlos Mena, del Centro Mario Molina

Mariano Berkenwald, de la Agencia Internacional de Energía (IEA)

Agradecimientos especiales

Patrick Maio (HINICIO)

Ana Ángel (HINICIO)

Luis Miguel Diazgranados (HINICIO)

Jorge Luis Hinojosa (HINICIO)

Juan Antonio Gutiérrez (HINICIO)

Contenido

Editorial	
Agradecimientos	1
Contenido	2
Abreviaturas	3
Lista de tablas	4
Lista de figuras	6
Resumen ejecutivo	6
1. Introducción	9
Objetivos	
2. Metodología	10
2.1 Escenarios de demanda de hidrógeno	
3. Proyecciones de LCOH para hidrógeno verde	14
4. Oportunidades para el hidrógeno verde en refinerías	15
4.1 Demanda de hidrógeno en refinerías hasta 2050	
4.2 Demanda de hidrógeno verde proyectada en refinerías	
5. Oportunidades para el hidrógeno verde en la producción de amoníaco	18
5.1 Demanda de hidrógeno para amoníaco hasta 2050	
5.2 Demanda de hidrógeno verde proyectado para el amoníaco	
6. Oportunidades de hidrógeno verde para combustibles sintéticos	20
6.1 Demanda de hidrógeno de combustibles sintéticos hasta 2050	
6.2 Demanda de hidrógeno verde proyectada para combustibles sintéticos	
7. Oportunidades para el hidrógeno verde en la infraestructura de gas	24
7.1 Demanda de hidrógeno para la infraestructura de gas hasta 2050	
7.2 Demanda de hidrógeno verde proyectada para la infraestructura de gas	
8. Oportunidades para el hidrógeno verde en centrales térmicas	28
8.1 Demanda de hidrógeno para 2050	
8.2 Demanda de hidrógeno verde proyectada para centrales térmicas	
9. Conclusiones	31
Bibliografía	35
Apéndice 1 – Supuestos e insumos de modelado	37

Abreviaturas

AIE	Agencia Internacional de Energía
ANIQ	Asociación Nacional de la Industria Química
BOE	Barriles equivalentes de petróleo* por sus siglas en inglés
CAPEX	Gastos de capital* por sus siglas en inglés
CCGT	Turbina de gas de ciclo combinado* por sus siglas en inglés
CCUS	Captura, uso y almacenamiento de carbono* por sus siglas en inglés
CFE	Comisión Federal de Electricidad
COP	Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
E-FUELS	Combustibles sintéticos, también denominados syn-fuels
EJ	Exajoule, 1×10^{18} Joules
FC	Celda de combustible* por sus siglas en inglés
GEI	Emisiones de gases de efecto invernadero
ICE	Motor de combustión interna* por sus siglas en inglés
IFA	Asociación Internacional de Fertilizantes* por sus siglas en inglés
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
KTPA	Kilotoneladas por año
LCOE	Costo nivelado de electricidad* por sus siglas en inglés
LCOH	Costo nivelado del hidrógeno* por sus siglas en inglés
LULUCF	Uso de suelo, cambio de uso de suelo y silvicultura* por sus siglas en inglés
MMSCFD	Millones de pies cúbicos estándar por día, por sus siglas en inglés
MW	Megavatio
NDC	Contribuciones determinadas a nivel nacional* por sus siglas en inglés
OPEX	Gastos operativos
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SMR	Reformado de metano con vapor (para la producción de H ₂)* por sus siglas en inglés
SNR	Sistema Nacional de Refinación
SYN FUELS	Combustibles sintéticos* por sus siglas en inglés
US DOE	Departamento de Energía de los Estados Unidos

Lista de tablas

Tabla 1.	Despliegue de electrólisis proyectado y mercados anuales de hidrógeno verde en 2050 para PEMEX (refinerías, amoniaco y combustibles sintéticos) y CFE (red de gas y centrales eléctricas).	7
Tabla 2.	Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para todos los usos finales en 2030 y 2050.	8
Tabla 2-1.	Compromisos de las NDCs de México para la reducción de GEI por segmento hasta 2030. Fuente: Gobierno de México.	11
Tabla 2-2.	Supuestos para escenarios de hidrógeno verde en Objetivos de descarbonización. Fuente: Inicio.	11
Tabla 2-3.	Supuestos para escenarios de hidrógeno verde en la Transición Energética Soberana. Fuente: Inicio.	12
Tabla 2-4.	Supuestos para escenarios de hidrógeno verde en Inversión pública y privada. Fuente: Inicio.	12
Tabla 2-5.	Supuestos para escenarios de hidrógeno verde en Competitividad de costos. Fuente: Inicio.	13
Tabla 2-6.	Supuestos para escenarios de hidrógeno verde en Desarrollo técnico. Fuente: Inicio.	13
Tabla 4-1.	Demanda de hidrógeno (ktpa) y capacidad de electrólisis para refinerías en 2030 y 2050.	17
Tabla 5-1.	Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para el amoniaco en 2030 y 2050.	19
Tabla 6-1.	Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para combustibles sintéticos en 2030 y 2050.	23
Tabla 7-1.	Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para inyección en la red de gas natural en 2030 y 2050.	27
Tabla 8-1.	Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para las centrales eléctricas en 2030 y 2050.	30
Tabla 9-1.	Despliegue de electrólisis proyectado y mercados anuales de hidrógeno en 2050 para PEMEX (refinerías, amoniaco y combustibles sintéticos) y CFE (red de gas y centrales eléctricas).	34
Tabla 9-2.	Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para todos los usos finales en 2030 y 2050.	34

Lista de figuras

Figura 1 .	Tiempos proyectados de paridad de costo de hidrógeno verde para todos los usos finales.	6
Figura 2.	Demanda proyectada de hidrógeno verde para todas las aplicaciones en el escenario Hydrogen Breakthrough (Inicio).	7
Figura 3-1.	LCOH proyectado para hidrógeno verde en 2020-2050.	14
Figura 4-1.	Volúmenes de refinación proyectados en el Sistema Nacional de Refinación para 2020-2032. Fuente: IMP.	15
Figura 4-2.	Evolución del LCOH y el LCOH objetivo para refinerías en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.	16
Figura 4-3.	Demanda de hidrógeno verde proyectada en refinerías de 2020 a 2050.	17
Figura 5-1.	Evolución del LCOH y LCOH objetivo para el amoníaco en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.	19
Figura 5-2.	Demanda de hidrógeno verde proyectada para la producción de amoníaco de 2020 a 2050.	19
Figura 6-1.	Producción prospectiva de combustibles en México para 2018-2032.	20
Figura 6-2.	Demanda nacional proyectada de combustibles líquidos en el sector de la aviación. Fuente: Inicio con datos de SENER (2018).	21
Figura 6-3.	Costos proyectados de combustibles fósiles vs combustibles sintéticos en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.	22
Figura 6-4.	Demanda proyectada de hidrógeno para la producción de combustibles sintéticos en el escenario Hydrogen Breakthrough (la producción en el escenario de NDC Compliance es imperceptible en la gráfica).	22
Figura 7-1.	Demanda prospectiva y proyectada de gas natural en México de 2020 a 2050. Fuentes: Prospectiva SENER (2020-2032), modelo Inicio (2032-2050).	25
Figura 7-2.	Costos proyectados de energía equivalente de gas natural vs hidrógeno verde en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.	26
Figura 7-3.	Demanda proyectada de hidrógeno para la infraestructura de gas en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.	26
Figura 8-1.	Capacidad instalada de energía térmica de CFE en 2019.	28
Figura 8-2.	Demanda de energía proyectada en las plantas CCGT de CFE de 2020 a 2050 Fuente: SENER, Inicio.	29
Figura 8-3.	Demanda proyectada de hidrógeno para centrales térmicas en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.	30
Figura 9-1.	Tiempos de paridad de costo proyectados de hidrógeno verde para todos los usos finales.	31
Figura 9-2.	Demanda proyectada de hidrógeno para todos los usos finales en el escenario NDC Compliance.	31
Figura 9-3.	Capacidad de electrólisis necesaria para abastecer la demanda proyectada de hidrógeno para PEMEX y CFE en el escenario NDC Compliance.	32
Figura 9-4.	Demanda de hidrógeno proyectada para todos los usos finales en el escenario Hydrogen Breakthrough.	32
Figura 9-5.	Capacidad de electrólisis necesaria para abastecer la demanda proyectada de hidrógeno para PEMEX en el escenario Hydrogen Breakthrough.	33
Figura 9-6.	Capacidad de electrólisis necesaria para abastecer la demanda proyectada de hidrógeno para CFE en el escenario Hydrogen Breakthrough.	33

Resumen ejecutivo

PEMEX y CFE podrían convertirse en actores importantes en la economía del hidrógeno verde en México para descarbonizar sus operaciones con un suministro de hidrógeno independiente de los hidrocarburos.

El reporte presenta dos escenarios realistas: “NDC Compliance” (NDC), que establece un escenario base que asume que México cumplirá con sus compromisos climáticos para cumplir con el Acuerdo de París; y “Hydrogen Breakthrough” (H₂B), que hace estos supuestos más optimistas siguiendo las proyecciones del Hydrogen Council. Se realizaron proyecciones de costos para el hidrógeno verde para ambos escenarios. La brecha de costo nivelado de hidrógeno (LCOH) proyectado más amplia es en 2030 con 3.25 USD/kg en NDC y 2.55 USD/kg en H₂B, siguiendo una fuerte disminución en los costos de

la tecnología de hidrógeno esperada en esta década. Para 2050, el LCOH en el escenario NDC Compliance sigue siendo un 20% más alto que en Hydrogen Breakthrough con 1.50 USD/kg y 1.22 USD/kg, respectivamente.

La competitividad económica del hidrógeno verde sigue siendo un desafío en ambos escenarios, con una adopción moderada de las proyecciones NDC incluso a mediados de siglo. Sin embargo, el escenario H₂B revela oportunidades para PEMEX y CFE en todas las aplicaciones para encabezar la economía mexicana del hidrógeno verde, con más de 11GW de demanda potencial de electrólisis para el 2050. El desarrollo tecnológico, y los entornos político y comercial más favorables de este escenario resultan en una demanda total de hidrógeno siete veces más grande que en el escenario de NDC Compliance para 2050.

Figura 1. Tiempos proyectados de paridad de costo de hidrógeno verde para todos los usos finales



En el escenario de NDC Compliance, se espera que el hidrógeno verde tenga dificultades para alcanzar la competitividad económica en México para la mayoría de las aplicaciones con una adopción menor para todos los usos finales, generalmente impulsada por mandatos climáticos, y que apenas comienza a crecer en los últimos años antes de 2050 cuando se espera que alcance la paridad de costos, permitiendo sólo oportunidades limitadas para PEMEX y CFE antes de 2050.

En el escenario Hydrogen Breakthrough se proyecta un despliegue más uniforme en todos los segmentos con mayores tasas de crecimiento en la década de 2040 y alcanzando una demanda de casi mil kilotoneladas (un millón de toneladas) de hidrógeno verde por año para 2050.

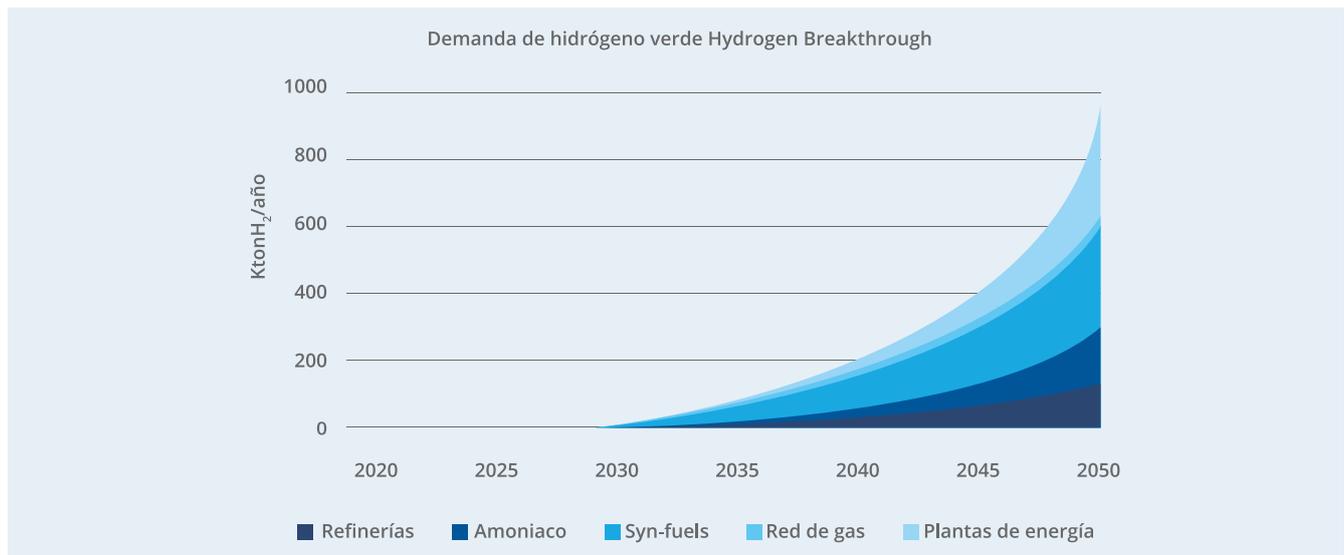
Se pueden esperar grandes oportunidades para PEMEX en refinación, producción de amoníaco y combustibles sintéticos (syn-fuels). Para el año 2050, se producirían cerca de 1.35 millones de toneladas de amoníaco verde al año para fabricar fertilizantes, se refinarían más de 750 mil barriles de petróleo con hidrógeno verde todos los días y la demanda mexicana de combustibles sintéticos para aviación habrá superado los 1.4 millones de litros cada año.

Esto impulsaría la demanda de hidrógeno verde de PEMEX a más de 650 kilotoneladas por año, lo que requeriría más de 7.5 GW de capacidad de electrólisis, y daría como resultado un suministro de hidrógeno verde por valor de 800 millones de dólares por año en 2050.

Para CFE se espera una demanda relativamente pequeña de inyección en la red de gas natural debido a la baja competitividad económica incluso en este escenario y las mayores oportunidades se proyectan en centrales térmicas de hidrógeno para alimentar el equivalente a casi 670 MW de centrales CCGT con hidrógeno verde en

2050, representando más del 87% de su demanda de hidrógeno de 310 kilotoneladas por año. El abastecimiento de las necesidades de hidrógeno verde de CFE requeriría una capacidad instalada de electrólisis de alrededor de 3.5 GW, con un costo de 380 millones de dólares anuales para mediados de siglo.

Figura 2. Demanda proyectada de hidrógeno verde para todas las aplicaciones en el escenario Hydrogen Breakthrough (Inicio)



Las empresas paraestatales PEMEX y CFE podrían sentar las bases para el desarrollo de una economía de hidrógeno verde a gran escala en México.

Una vez que sea competitivo en costos el hidrógeno verde, libre de petrolíferos y producido localmente, podría proporcionar una alternativa de bajo costo y bajo contenido de carbono independiente del suministro extranjero de hidrocarburos y las fluctuaciones de costos de los mercados petroleros internacionales. Esto podría proporcionar beneficios a ambas empresas y a la soberanía energética de México, permitiendo que porciones más grandes de la cadena de valor de cada producto final¹ permanezcan en el país, junto con las inversiones, empleos e infraestructura asociados.

Se prevé que la adopción de hidrógeno verde aumente en la década de 2040, pero podría acelerarse drásticamente mediante la adopción de objetivos orientados a la transición energética soberana y medidas para cumplir con los compromisos climáticos, como fijar un precio al CO₂.

Esto permitiría que el hidrógeno se volviera rentable más temprano, posibilitando un despliegue adelantado de tecnologías de hidrógeno verde en México.

Tabla 1. Despliegue de electrólisis proyectado y mercados anuales de hidrógeno verde en 2050 para PEMEX (refinerías, amoniaco y combustibles sintéticos) y CFE (red de gas y centrales eléctricas).

2050	PEMEX		CFE	
		Mercado H ₂	Electrólisis	Mercado H ₂
NDC Compliance	770 MW	97 MMUSD/año	720 MW	90 MMUSD/año
Hydrogen Breakthrough	7.5 GW	800 MMUSD/año	3.5 GW	380 MMUSD/año

¹ Los productos finales para las aplicaciones abordadas en este informe incluyen petroquímicos, fertilizantes, combustibles líquidos para aviación, energía térmica y eléctrica.

Incluso si no existen incentivos climáticos o específicos para el hidrógeno, las empresas paraestatales de México tienen el potencial de impulsar la creación de un extenso mercado de hidrógeno verde en el país bajo estos supuestos optimistas pero realistas del escenario Hydrogen

Breakthrough. Siguiendo estos supuestos, PEMEX y CFE podrían permitir conjuntamente el despliegue de 11 GW de electrólisis en México, alcanzando una demanda anual de hidrógeno verde de casi un millón de toneladas con un valor cercano a los 1.2 mil millones de dólares para 2050.

Tabla 2. Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para todos los usos finales en 2030 y 2050.

Todos los usos finales PEMEX y CFE	Demanda de hidrógeno		Capacidad de electrólisis	
	2030	2050	2030	2050
NDC Compliance	5 ktpa	130 ktpa	60 MW	1,500 MW
Hydrogen Breakthrough	30 ktpa	960 ktpa	400 MW	11,200 MW



Introducción

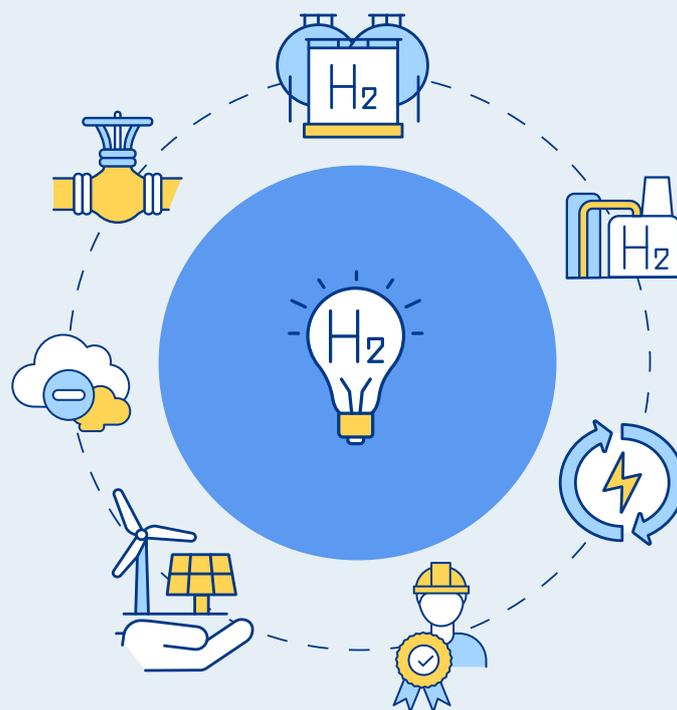
La llegada del hidrógeno verde a México podría preparar el terreno para nuevas oportunidades de negocio y representar un gran potencial de descarbonización para las paraestatales Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que podrían convertirse en los principales actores de la economía del hidrógeno verde en México.

El hidrógeno (H_2) verde es producido por la electrólisis del agua, un proceso que divide la molécula de H_2O con electricidad para separar el hidrógeno y el oxígeno. A diferencia del hidrógeno gris convencional a base de combustibles fósiles, que se produce principalmente a partir de procesos de reformado de con vapor (SMR, por sus siglas en inglés) de gas natural, nafta, o de gasificación de carbón, el hidrógeno verde proporciona un combustible bajo en carbono, vector energético o materia prima química que se puede producir localmente y es independiente de los recursos fósiles, evitando así las restricciones de suministro y la volatilidad de los precios.

PEMEX ya es el mayor productor y consumidor de hidrógeno en el país, representando más del 98% de la demanda nacional. El hidrógeno verde producido localmente podría introducirse para descarbonizar sus procesos de refinación y producción de amoníaco, que actualmente consumen más de 200 mil toneladas de hidrógeno a base de recursos fósiles al año. Los combustibles sintéticos, producidos con hidrógeno

electrolítico y CO_2 capturado, podrían reemplazar la refinación actual del combustible y las importaciones para diferentes usos finales, contribuyendo a una mezcla de combustible con menor contenido de carbono y más soberana a nivel nacional. Para CFE, las oportunidades en hidrógeno verde podrían originarse en la reconversión de sus centrales térmicas para funcionar total o parcialmente con hidrógeno verde, y a través de la inyección de hidrógeno en la red de gas para suministrar o consumir una mezcla de gas e hidrógeno con menores emisiones.

El objetivo de este informe no es proporcionar recomendaciones de negocio a PEMEX y CFE, sino más bien presentar las oportunidades potenciales del hidrógeno verde mostrando la demanda estimada de hidrógeno y curvas de costos para cinco áreas clave de aplicación: refinación, producción de amoníaco, combustibles sintéticos, inyección en la red de gas y combustión en centrales térmicas.



2. Metodología

Se desarrollaron proyecciones de demanda de hidrógeno verde y análisis económicos para cada uno de los segmentos objetivo con el fin de alcanzar una visión cuantificada de las oportunidades para PEMEX y CFE hasta 2050. Se definieron factores de mérito utilizando como insumos entrevistas a actores en la industria, revisiones bibliográficas y la experiencia técnica y comercial en hidrógeno verde de los autores. Los datos utilizados de PEMEX y CFE fueron consultados de documentos y sitios web disponibles públicamente. Los factores de mérito son específicos para cada aplicación e incluyen, por ejemplo, los límites técnicos para la inyección de hidrógeno en los gasoductos, la demanda actual de hidrógeno en refinerías y la necesidad de almacenamiento de energía para integrar grandes cantidades de energía renovable en la red eléctrica. Se presentan dos proyecciones realistas de demanda de hidrógeno verde: una basada en estos supuestos conservadores, denominados “NDC Compliance”, y otra con un escenario de despliegue de hidrógeno más favorable, llamado “Hydrogen Breakthrough”.

Se hicieron estimaciones y comparaciones de costos entre las soluciones convencionales y alternativas de hidrógeno verde para cada segmento. El costo nivelado del hidrógeno (LCOH) se calculó utilizando modelos de Inicio para comparar su competitividad económica con la tecnología convencional para cada una de las aplicaciones. El análisis examinó tres horizontes temporales diferentes en 2020, 2030 y 2050, y determinó el LCOH objetivo para cada aplicación. Las proyecciones de LCOH se hicieron hacia 2050 para identificar el tiempo esperado para la paridad de costo de las alternativas de hidrógeno verde para cada aplicación.

Las entradas para estas proyecciones de evolución de costos del hidrógeno incluyen los precios actuales e históricos de insumos como el diésel y el gas natural, así como las proyecciones en la infraestructura de hidrógeno verde a lo largo de su cadena de valor, incluyendo la eficiencia y vida útil de los electrolizadores, gastos de capital y de operación, costos de energía renovable, etc. Los resultados de estas proyecciones de costos producen puntos estimados en el tiempo para la paridad de costo del hidrógeno verde frente a la solución convencional, proporcionando un marco de tiempo en el que se espera que la demanda de hidrógeno verde aumente para cada aplicación.

2.1 Escenarios de demanda de hidrógeno

El escenario NDC Compliance se basa en el supuesto de que México cumplirá con sus compromisos climáticos de contribuir con el Acuerdo de París de acuerdo con las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs) que presentó en 2015. Este escenario considera que el país adopta nuevas tecnologías para la descarbonización en sectores específicos en los que el hidrógeno juega un papel moderado, de acuerdo con su competitividad de costos. Su objetivo es proporcionar un marco de referencia realista para la proyección de la cuota de mercado del hidrógeno, suponiendo que el país alcance sus objetivos para 2030 y 2050 y cumpliendo con el compromiso que México reiteró en la COP 25² a finales de 2019 y se actualizó en diciembre de 2020³. Las NDCs establecen el compromiso de reducir el 22% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para 2030, en comparación con la línea base proyectada. Las NDCs se desagregan por segmento, siendo el transporte el más relevante con un compromiso de reducción de GEI del 18%, la generación de energía con un 31%, residencial y comercial con un 18%, el petróleo y el gas con un 14%, y la industria con un 5%, como se puede observar en la Tabla 2-1.

² COP: Conferencia de las Partes, cumbre anual de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)

³ SEMARNAT, México Contribuciones determinadas a nivel nacional – Actualización de 2020.

Tabla 2-1. Compromisos de las NDCs de México para la reducción de GEI por segmento hasta 2030.

	Línea base proyectada (MtCO ₂ e)	NDC proyectado (MtCO ₂ e)	Reducción comprometida de GEI
Transporte	266	218	18%
Electricidad	202	139	31%
Residencial, comercial	28	23	18%
Petróleo y gas	137	118	14%
Industria	165	157	5%
Agricultura y ganadería	93	86	8%
Residuos	49	35	29%
LULUCF	32	-14	144%
Total	972	762	22%

El escenario **Hydrogen Breakthrough** hace supuestos más optimistas y considera que el hidrógeno tiene una evolución acelerada en costos y tecnología, con una alta adopción en la industria y un apoyo intensivo a las políticas en todo el mundo y en México, siguiendo las proyecciones del Hydrogen Council⁴. Su objetivo es explorar la mayor cuota de mercado potencial de las tecnologías de hidrógeno bajo estos supuestos realistas pero favorables.

Se consideraron una serie de supuestos para caracterizar cada escenario con hitos en 2020, 2030 y 2050 a lo largo de cinco temas: objetivos climáticos, transición energética soberana, inversión pública y privada, competitividad de costos y desarrollo técnico.

Las principales características y consideraciones utilizadas para cada tema se resumen en las Tablas 2-2. a 2-6. En el Apéndice se puede encontrar una explicación más detallada de estos supuestos, así como de las de cada segmento y escenario específico.

Tabla 2-2. Supuestos para escenarios de hidrógeno verde en Objetivos de descarbonización.

Objetivos de descarbonización	2020	2030	2050
NDC Compliance	México forma parte del Acuerdo de París y reiteró su posición de cumplir con sus NDCs en la COP 25 en diciembre de 2019. Los esfuerzos de México para cumplir con el acuerdo aún no consideran la incorporación de tecnologías de hidrógeno verde.	México cumple con sus compromisos climáticos para 2030. El hidrógeno verde tiene una cuota de mercado de acuerdo con su competitividad en costo para cada segmento.	México sigue cumpliendo con sus compromisos climáticos de acuerdo con sus NDCs. Las tecnologías del hidrógeno verde forman parte de las soluciones para descarbonizar la economía, con una cuota de mercado correspondiente a su competitividad en costo.
Hydrogen Breakthrough	México inicia sus esfuerzos para adoptar hidrógeno verde a finales de 2020 o principios de 2021 como tecnología para apoyar el cumplimiento de sus NDCs.	México cumple o excede sus metas relacionadas con el NDC. El hidrógeno verde se apoya en gran medida en sectores que son difíciles de descarbonizar por otras tecnologías.	México se mantiene en el Acuerdo de París y en las iniciativas globales más ambiciosas para la neutralidad en carbono. México se convierte en un actor importante en el desarrollo y fabricación de componentes en la cadena de valor del hidrógeno verde.

⁴ El Hydrogen Council es una iniciativa global que une a los directores ejecutivos de las principales empresas de energía, transporte e industria con una visión común y una ambición a largo plazo para el hidrógeno, con el fin de fomentar la transición energética.

Tabla 2-3. Supuestos para escenarios de hidrógeno verde en la Transición Energética Soberana.

Transición energética soberana	2020	2030	2050
NDC Compliance	México tiene un marco regulatorio que apoya la adopción continua de energía renovable.	México cumple con sus compromisos climáticos y en energía renovable para 2030, favoreciendo la producción nacional sobre las importaciones de energía.	México ha pasado a una matriz energética más limpia y soberana, reduciendo la necesidad de importaciones de energía.
Hydrogen Breakthrough	México incluye el hidrógeno verde en su marco regulatorio como vector de descarbonización y energía.	La transición energética mexicana incluye hidrógeno verde producido a nivel nacional, con cuotas de mercado crecientes pero conservadoras.	México tiene avances significativos hacia una matriz de energía altamente renovable con hidrógeno verde, que juega un papel clave en la integración y descarbonización del sector. México se acerca a la autosuficiencia energética.

Tabla 2-4. Supuestos para escenarios de hidrógeno verde en la Transición Energética Soberana.

Inversión pública y privada	2020	2030	2050
NDC Compliance	Actores públicos y privados hacen inversiones para llegar al NDC de México. La inversión se favorece en tecnologías maduras y demostradas, desarrolladas en otros países.	Se mantiene la inversión en descarbonización de los actores públicos y privados. Las inversiones en hidrógeno verde se realizan en segmentos en los que se ha vuelto rentable.	Las inversiones de México en hidrógeno verde han aumentado desde 2030, ya que alcanza la paridad de costo en nuevos segmentos.
Hydrogen Breakthrough	Los actores públicos y privados comienzan a planificar inversiones en tecnologías de hidrógeno verde que permitan realizar pruebas antes de que sean totalmente competitivas en el mercado.	El ecosistema de hidrógeno verde en México está madurando, con proyectos piloto en la mayoría de los segmentos. Hay una adopción temprana de tecnologías de hidrógeno verde a medida que alcanzan la paridad de costo.	Las inversiones en hidrógeno verde han seguido aumentando de 2020 a 2050. México tiene un mercado maduro de hidrógeno verde, que cubre la demanda nacional y permite algunas exportaciones. Las inversiones han permitido que las cadenas de valor nacionales desarrollen tecnología y creen empleos.

Tabla 2-5. Supuestos para escenarios de hidrógeno verde en Competitividad de costos.

Competitividad de costos	2020	2030	2050
NDC Compliance	El hidrógeno verde es 100% competitivo con otras tecnologías únicamente en pocas aplicaciones de movilidad.	El hidrógeno verde ha tenido una mejora “Business as Usual” (BaU) en los costos. El hidrógeno verde es 100% competitivo para algunas aplicaciones de nicho.	El hidrógeno verde mantiene una mejora de los precios hasta 2050, sin embargo, otras tecnologías también lo hacen, y como consecuencia, tiene cuotas de mercado moderadas.
Hydrogen Breakthrough	El hidrógeno verde es 100% competitivo con otras tecnologías únicamente en pocas aplicaciones de movilidad.	El impulso mundial del hidrógeno verde ha dado lugar a una disminución acelerada de los costos que cumplen con las previsiones del Hydrogen Council.	Se cumplen las predicciones del Hydrogen Council para competitividad de LCOH por aplicación, cuotas de mercado y demanda mundial de hidrógeno verde.

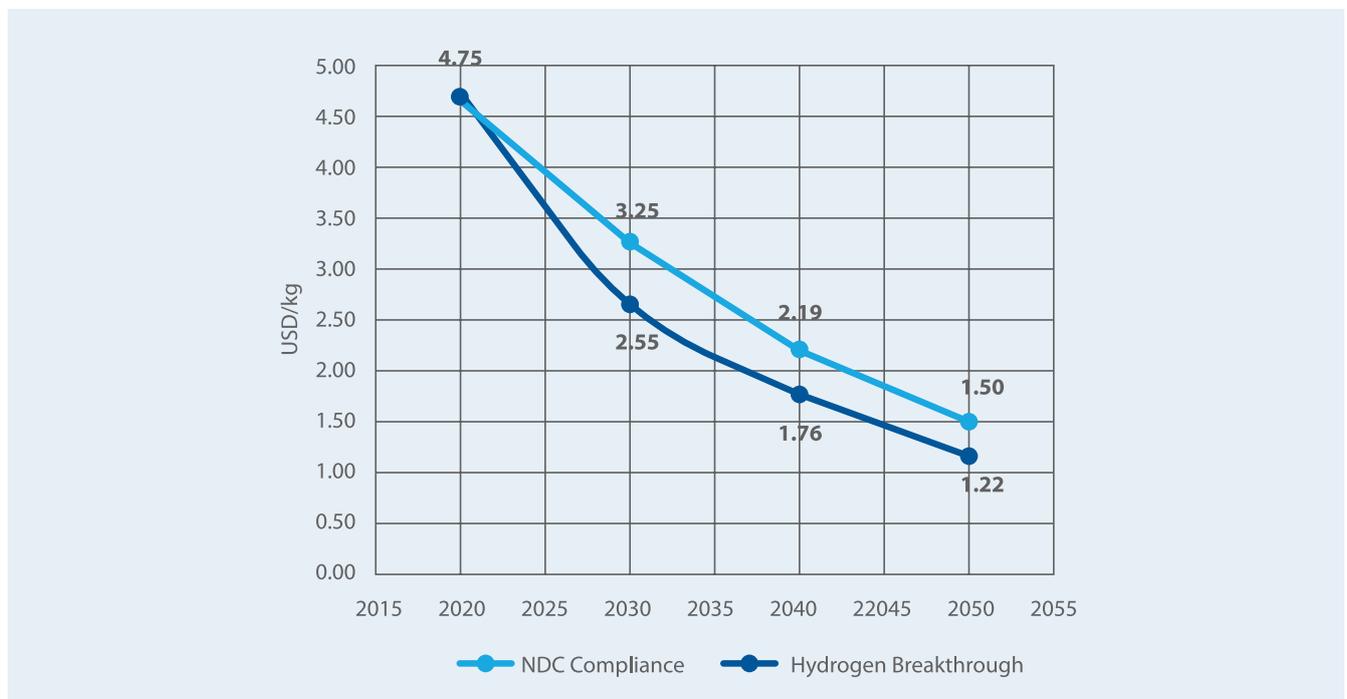
Tabla 2-6. Supuestos para escenarios de hidrógeno verde en Desarrollo técnico.

Competitividad de costos	2020	2030	2050
NDC Compliance	El hidrógeno verde está emergiendo como un importante integrador de la industria y se esperan mejoras en el rendimiento técnico y económico en casi todas las aplicaciones.	El hidrógeno verde ha mejorado modestamente su rendimiento bajo un escenario BAU.	El hidrógeno verde sólo cumplió algunos de los objetivos de mejora de rendimiento (AIE, IRENA, US DOE, etc.). Otras tecnologías limpias también mejoraron su rendimiento y tomaron una cuota de mercado significativa por aplicación.
Hydrogen Breakthrough	El hidrógeno verde está emergiendo como un importante integrador de la industria y se esperan mejoras en el rendimiento técnico y económico en casi todas las aplicaciones.	Las tecnologías de hidrógeno verde han mejorado sus indicadores técnicos de acuerdo con las proyecciones de las agencias energéticas más activas sobre el tema (AIE, US DOE, etc.)	El impulso global del hidrógeno verde hizo que el rendimiento tecnológico de las aplicaciones verdes de H2 fuera igual o mejor que las proyecciones de 2020. En consecuencia, el hidrógeno verde adquiere cuotas de mercado iguales o superiores a las previstas por el Hydrogen Council en 2020.

3. Proyecciones de LCOH para hidrógeno verde

Las proyecciones de costos para hidrógeno verde se hicieron utilizando modelos de Inicio para LCOH en países latinoamericanos y siendo adaptados al contexto mexicano. Los modelos consideran factores tecnológicos como los costos, eficiencias, consumo de agua y vida útil de los electrolizadores, así como factores específicos para el país como los recursos de energía renovable y los factores de capacidad estimados, el costo de la electricidad y los costos ajustados de instalación y operación de los electrolizadores. Las principales diferencias en los supuestos de los escenarios para LCOH son evoluciones más conservadoras o más optimistas de los costos, eficiencias y vida útil de los electrolizadores.

Figura 3-1. LCOH proyectado para hidrógeno verde en 2020-2050.



Los LCOH proyectados para hidrógeno verde comienzan ambos a 4.75 USD/kg en 2020. El escenario NDC Compliance produce LCOHs de 3.25 USD/kg en 2030 y 1.50 USD/kg en 2050, mientras que en el Hydrogen Breakthrough son de 2.55 USD/kg y 1.22 USD/kg, respectivamente.

La curva de costo resultante para hidrógeno verde o evolución LCOH de 2020 a 2050 se comparará con la curva LCOH objetivo para cada aplicación con el fin de encontrar el punto de paridad de costo en ambos escenarios.



4. Oportunidades para el hidrógeno verde en refinerías

Representando más del 90% del consumo de hidrógeno de PEMEX -y una participación similar para todo el país-, los procesos de refinación de petróleo en México podrían convertirse en un importante consumidor de hidrógeno verde, lo que representa importantes oportunidades de negocio y potencial de reducción de emisiones para la empresa paraestatal y sus filiales. El hidrógeno se ha utilizado en el refinado de petróleo en todo el mundo durante décadas en los procesos de hidrocracking e hidrogenación, para incrementar las fracciones de hidrocarburos pesados mediante el aumento de la relación hidrógeno-carbono⁵ y para eliminar el azufre y otras impurezas del diésel y las gasolinas⁶.

La demanda de hidrógeno para las refinerías de PEMEX fue de 215 mil toneladas anuales en 2016, según informó PEMEX, y fue distribuida entre sus seis refinerías: Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula. La producción de hidrógeno proviene de dos procesos basados en petrolíferos e intensivos en carbono: el reformado de nafta, que se realiza en todas sus refinerías y representa el 58% del total, y el reformado de metano con vapor (SMR), que se realiza en todas las refinerías excepto en Tula y Salina Cruz, y representa el 42% restante del hidrógeno producido⁷.

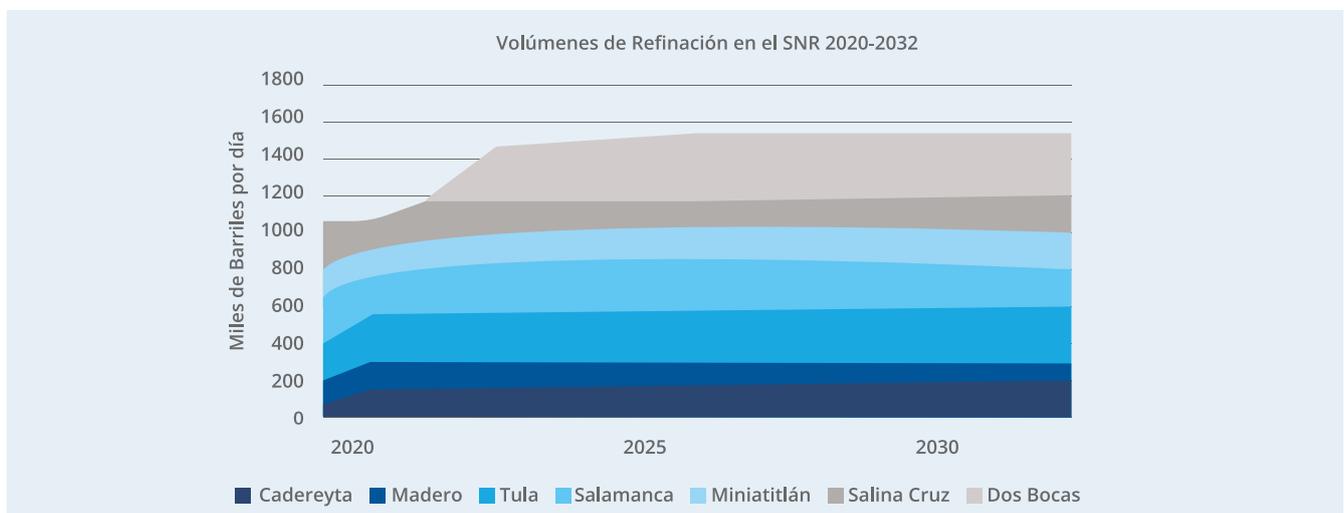
4.1 Demanda de hidrógeno en refinerías hasta 2050

Según el “Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018-2032” publicado por la Secretaría de Energía (SENER), se espera que los volúmenes de refinación

crezcan continuamente hasta 2027, con volúmenes procesados incrementando en todas las refinerías y la entrada en operaciones de la Refinería Dos Bocas en 2023, lo que lleva a un aumento total del 50% del crudo total refinado: de alrededor de 1 millón de barriles en 2020 a 1.5 millones en 2027.

No se espera capacidad adicional o que nuevas refinerías entren en línea después de ese año. El volumen de hidrógeno necesario para el proceso de refinación está relacionado con el número de barriles de crudo refinado, lo que significa que se puede esperar un aumento de alrededor del 50% en la demanda de hidrógeno para refinerías de 2020 a 2027, mientras que permanecerá constante hasta 2050 independientemente de la tecnología empleada para producir el hidrógeno. Para las refinerías, el costo nivelado del hidrógeno verde se compara con el costo del hidrógeno gris convencional suministrado.

Figura 4-1. Volúmenes de refinación proyectados en el Sistema Nacional de Refinación para 2020-2032. IMP⁸



⁵ Bricker M., Hidrocracking en procesamiento de petróleo, 2014.

⁶ Energy Information Agency, El hidrógeno para refinerías es proporcionado cada vez más por proveedores industriales, 2016.

⁷ PEMEX, Suministro de Hidrógeno en refinería Miguel Hidalgo en Tula de Allende, Hidalgo, 2018.

⁸ IMP: Instituto Mexicano del Petróleo

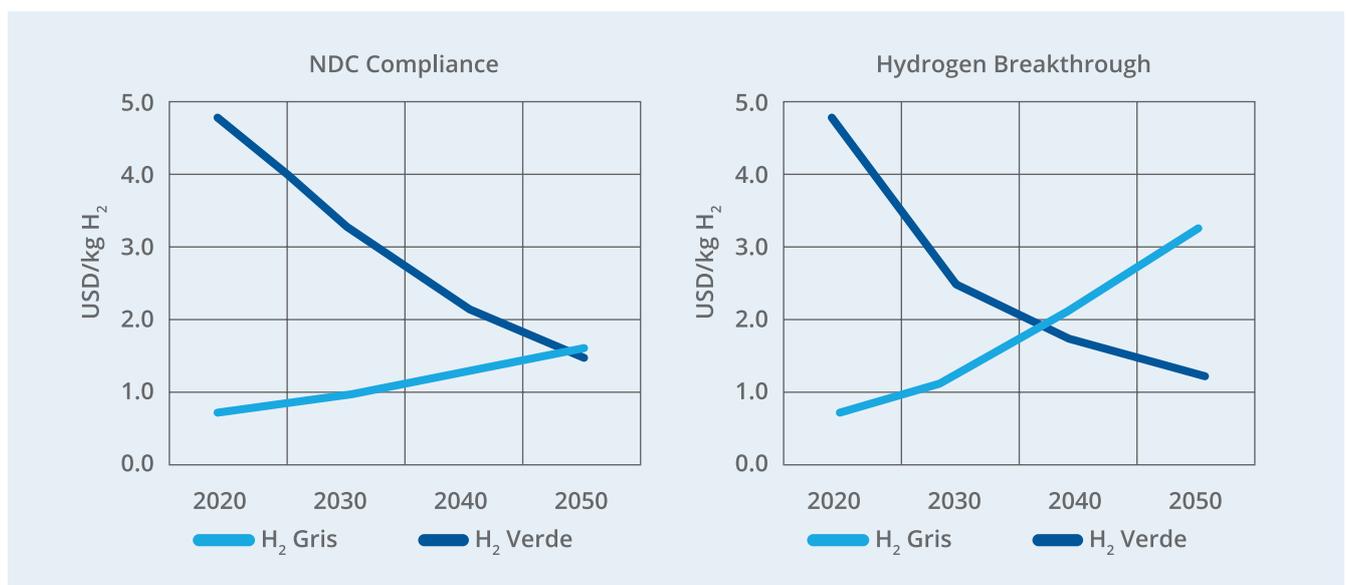
4.2 Demanda de hidrógeno verde proyectada en refinerías

De acuerdo con las NDCs de México, se espera que la meta de reducción de emisiones para el sector de petróleo y gas sea de 14%, en relación con la línea de base proyectada para 2030. Para contribuir a ese objetivo, el escenario NDC Compliance considera una sustitución del 1% del hidrógeno gris por hidrógeno renovable en refinerías para ese año. Mientras tanto, otras medidas y tecnologías reducirán las emisiones restantes para alcanzar el objetivo del sector, como mejoras de eficiencia en los procesos y la captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés). Para el escenario NDC Compliance, el aumento en el costo del hidrógeno gris suministrado se basa en los supuestos del escenario prospectivo de SENER con el mayor aumento del costo

de combustible para 2018-2032, que considera un incremento moderado en el precio del gas natural utilizado para producirlo.

Las proyecciones resultantes del escenario NDC Compliance muestran un lento aumento con el tiempo en el costo del hidrógeno a base de fósiles suministrado a las refinerías que, sumado a una disminución conservadora en el costo del hidrógeno verde, se traduce en un tiempo estimado de paridad de costo hasta 2048. La competitividad tardía del hidrógeno verde daría lugar a una demanda relativamente pequeña de las refinerías para 2050. Sin embargo, para cumplir con el objetivo de reducción de emisiones del NDC para el sector, se asume que el hidrógeno verde se introducirá para reemplazar el 10% de la demanda total de hidrógeno de PEMEX a mediados de siglo.

Figura 4-2. Evolución del LCOH y el LCOH objetivo para refinerías en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough



Para el escenario Hydrogen Breakthrough, México habrá desplegado pilotos de hidrógeno verde en refinerías y una primera ola de proyectos que reemplazarán hasta el 3% de la demanda de hidrógeno gris en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) para 2030, impulsados por objetivos ambientales y la pronta adopción de soluciones de hidrógeno verde. El aumento de costos del hidrógeno gris es más acelerado, siguiendo estos supuestos de planificación proyectados en la perspectiva energética de

SENER y un precio del carbono que aumentará a 60 USD/tonelada para 2050. Sin embargo, el hidrógeno verde no estará en paridad de costo con su contraparte gris hasta 2038, tras lo cual se espera una adopción acelerada para los siguientes doce años hasta alcanzar una participación del 50% del hidrógeno en el SNR para 2050. Esto representaría más de 200 kilotoneladas de hidrógeno verde al año y requeriría una capacidad instalada de electrolisis de 2,400 MW.

Figura 4-3. Demanda de hidrógeno verde proyectada en refinerías de 2020 a 2050.

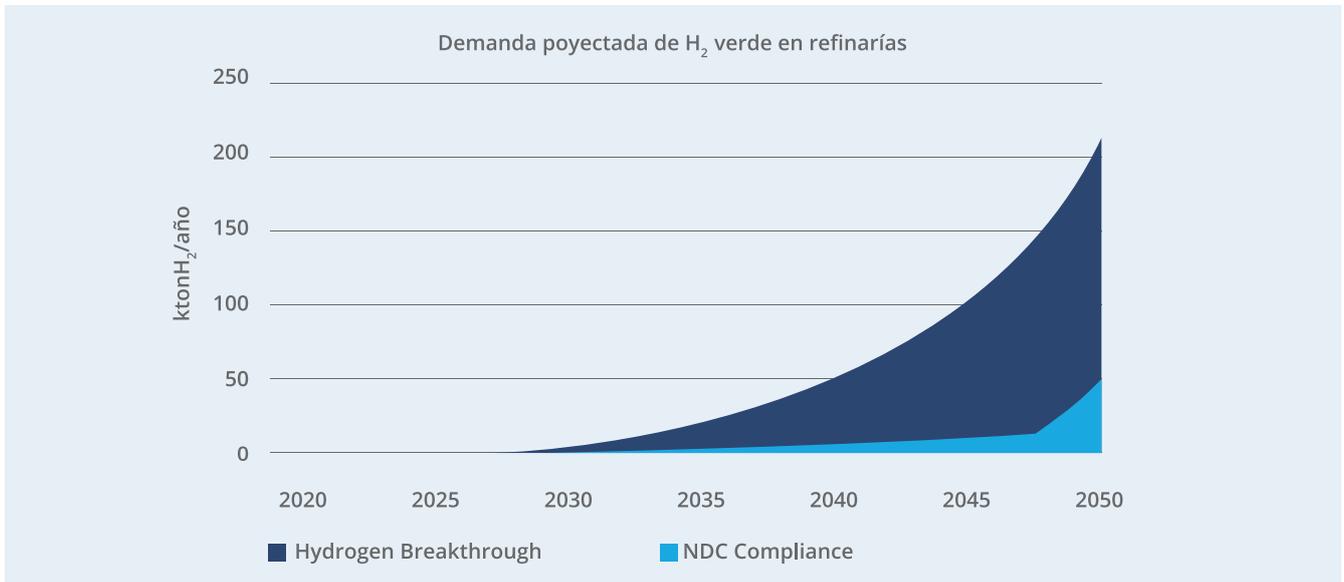
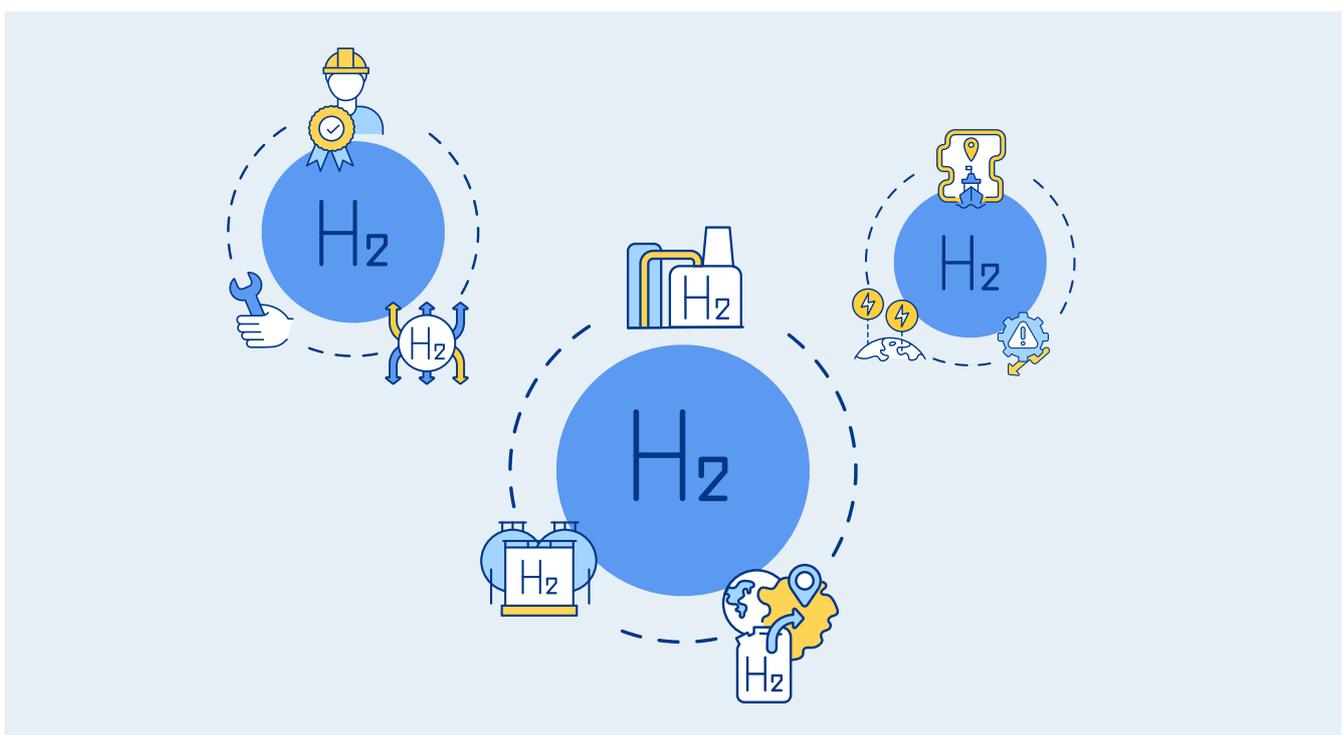


Tabla 4-1. Demanda de hidrógeno (ktpa)⁹ y capacidad de electrólisis para refinerías en 2030 y 2050.

Refinerías	Demanda de hidrógeno		Capacidad de electrólisis	
	2030	2050	2030	2050
NDC Compliance	4 ktpa	40 ktpa	48 MW	480 MW
Hydrogen Breakthrough	12 ktpa	200+ ktpa	145 MW	2,400 MW



⁹ Ktpa: kilotoneladas (miles de toneladas) por año.

5. Oportunidades para el hidrógeno verde en la producción de amoníaco

La producción de amoníaco es el segundo mayor consumidor de hidrógeno en la actualidad. El amoníaco es un compuesto de nitrógeno e hidrógeno (NH_3) utilizado en la industria química, en gran parte para producir fertilizantes. En México, PEMEX es el mayor productor de amoníaco, para lo cual destina menos del 10% de su producción de hidrógeno. Aunque en 2019 las plantas de producción de amoníaco de PEMEX no hayan funcionado, existe un gran potencial para la introducción de hidrógeno verde hacia 2050.

5.1 Demanda de hidrógeno para amoníaco hasta 2050

Datos de la Asociación Nacional de la Industria Química (ANIQ) muestran que la producción nacional de amoníaco ha estado en declive durante los últimos diez años, lo que se atribuye a la falta de suministro de gas natural a la planta de Cosoleacaque hasta detener su producción en 2019. Para compensar esa disminución, las importaciones se han incrementado, sin embargo, el consumo total de amoníaco en el país disminuyó alrededor de un 25% en la misma década. Para cuantificar las oportunidades de negocio en el amoníaco verde, se asume que la producción aumentará de nuevo al mismo ritmo al que disminuyó durante la década anterior hasta 2031, cuando se espera que alcance de nuevo los niveles de 2010. A partir de entonces, se considera una tasa de crecimiento anual del 1%, según lo proyectado a nivel mundial por la Asociación Internacional de Fertilizantes (IFA, por sus siglas en inglés). Dado que PEMEX es el único gran productor de amoníaco en México, se espera que estos cambios en el consumo de amoníaco impulsen cambios proporcionales en la demanda de hidrógeno, pasando de 100,000 toneladas anuales en 2020 a más de 230,000 toneladas en 2050¹⁰.

5.2 Demanda de hidrógeno verde proyectado para el amoníaco

Se asume que el consumo de hidrógeno verde para la producción de amoníaco está impulsado por objetivos ambientales y de autosuficiencia, como una porción de la demanda total de hidrógeno.

En el escenario **NDC Compliance** no se espera la paridad de costo del amoníaco verde hasta cerca de 2050 y no se prevé ninguna producción para 2030. La reducción de emisiones declarada en las NDCs para el sector industrial es del 5% para 2030, sin embargo, no se espera que el amoníaco verde forme parte de ello. Se espera una lenta adopción del amoníaco verde a partir de 2038, cuando se prevé que se terminen los contratos de suministro de hidrógeno de PEMEX en refinerías y se evalúen nuevas perspectivas y alternativas tecnológicas.

Para 2050, la producción de amoníaco verde sólo habrá sido económicamente competitiva con el amoníaco convencional durante unos años, y se asume una adopción del 10% del hidrógeno verde para la producción nacional de amoníaco, lo que requiere una capacidad instalada de 270 MW de electrólisis para producir las 24 toneladas por año que esto representa.

El escenario **Hydrogen Breakthrough** se coloca en un contexto donde los ecosistemas global y latinoamericano son favorables para la adopción de amoníaco verde.

En 2030 México propone su proyecto piloto para la producción de amoníaco verde con 80 MW de electrólisis que podría sustituir hasta el 5% de la demanda nacional de hidrógeno para la producción de amoníaco. Como referencia, esta meta es mucho más conservadora que el objetivo de la Hoja de Ruta del Hidrógeno de la Unión Europea de producir un tercio de su amoníaco con hidrógeno ultra bajo en carbono para 2030¹¹.

¹⁰ SENER, "Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018-2032"

¹¹ Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Hydrogen Roadmap Europe, 2019

Figura 5-1. Evolución del LCOH y LCOH objetivo para el amoníaco en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.

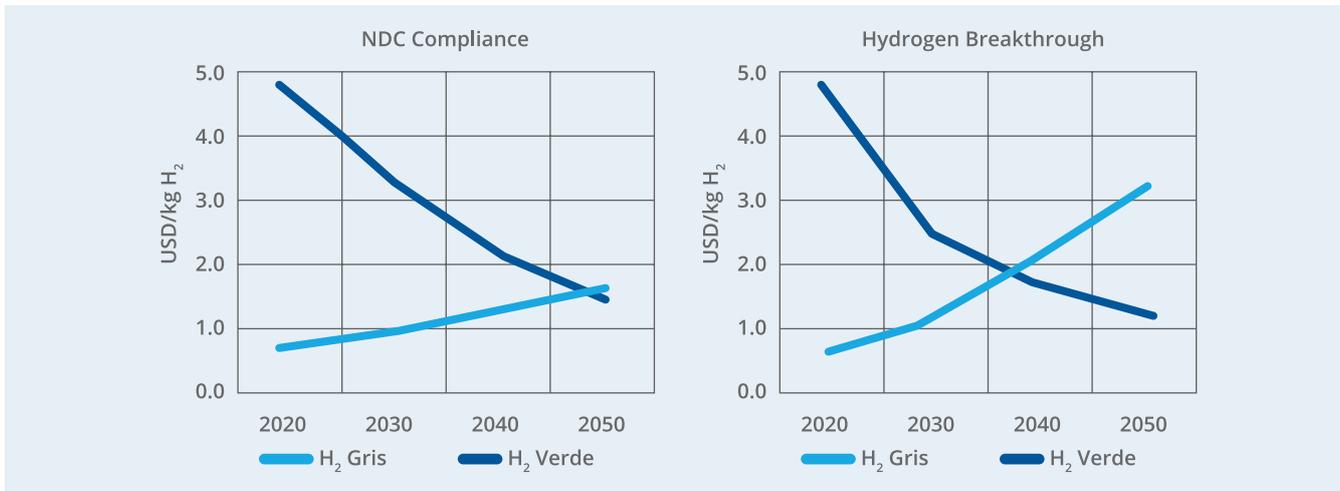
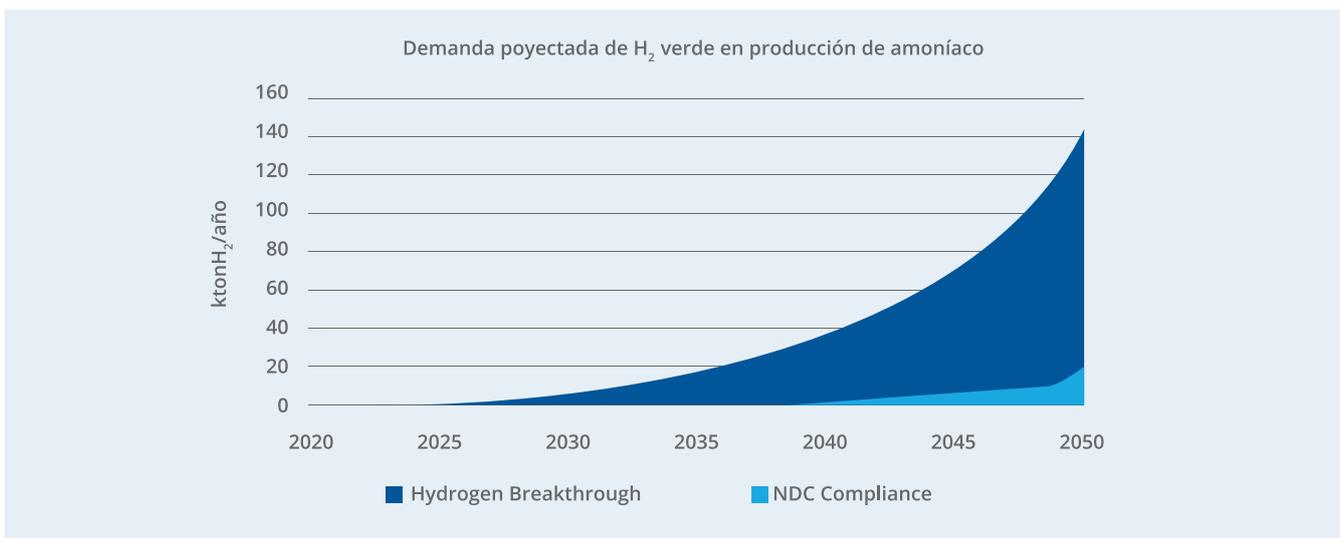


Figura 5-2. Demanda de hidrógeno verde proyectada para la producción de amoníaco de 2020 a 2050.



Se espera que la paridad de costo del amoníaco verde llegue en 2038. Después de más de una década de plena competitividad económica, para 2050 México podría satisfacer hasta el 60% de la demanda de amoníaco del país a través de Power-To-Ammonia (amoníaco verde), requiriendo más de 1,600 MW de capacidad de electrólisis para producir 140 kilotoneladas de hidrógeno verde al

año. Esto es equivalente a dos veces el proyecto chileno HyEx, que es actualmente el plan de producción de amoníaco verde más grande del mundo, o alrededor de la mitad de la meta de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Chile para 2030.

Tabla 5-1. Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para el amoníaco en 2030 y 2050.

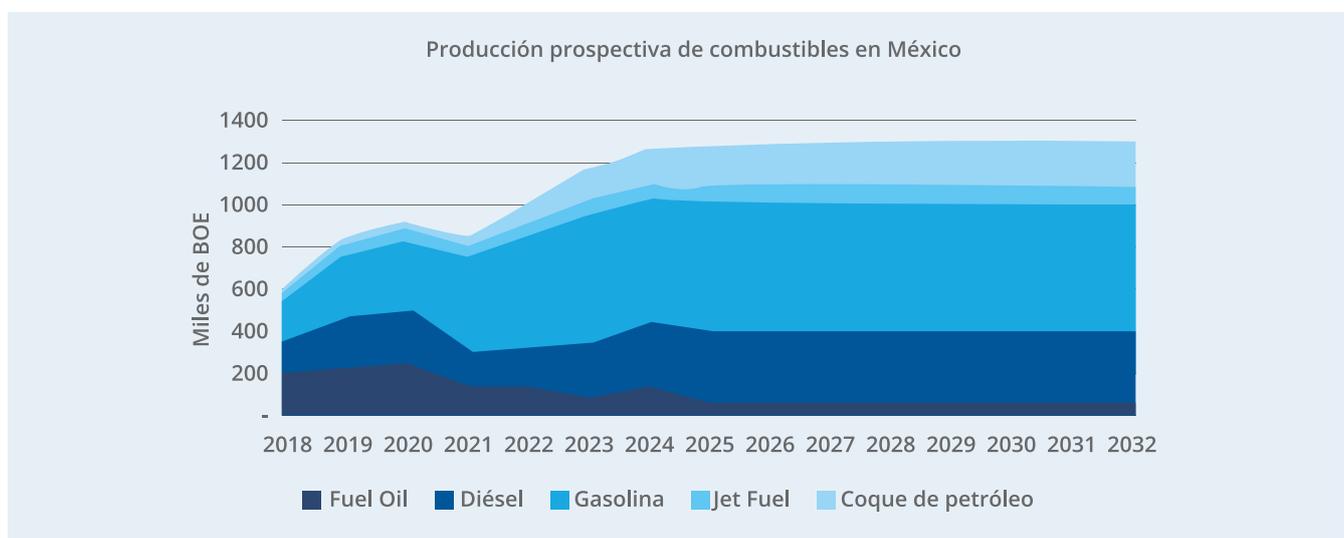
Amoníaco	Demanda de hidrógeno		Capacidad de electrólisis	
	2030	2050	2030	2050
NDC Compliance	0 ktpa	24 ktpa	0 MW	270 MW
Hydrogen Breakthrough	7 ktpa	140 ktpa	85 MW	1,650 MW

6. Oportunidades de hidrógeno verde para combustibles sintéticos

Los combustibles sintéticos, también conocidos como e-fuels (electrocombustibles) o syn-fuels (del inglés synthetic fuels), se producen con hidrógeno verde y CO₂ proveniente de captura de carbono, lo que resulta en una alternativa a los combustibles convencionales baja en emisiones y que se puede utilizar sin cambios importantes en la infraestructura y el equipo para su combustión. Esto permite la sustitución directa de combustibles fósiles, abordando así los mismos mercados y aplicaciones.

México actualmente produce combustibles fósiles haciendo uso de todas las refinerías del Sistema Nacional de Refinación, siendo Salina Cruz, Salamanca, Tula y Cadereyta las principales unidades productoras. La mayor producción corresponde al combustóleo (fuel oil), seguido de las gasolinas y el diésel, y cantidades moderadas de turbosina (combustible para aviación o jet fuel) y coque de petróleo. La producción prospectiva de SENER para 2018-2022 muestra una disminución esperada en la producción de combustóleo, y un aumento en la producción de todos los demás petrolíferos hasta 2027, después de lo cual se proyecta que se mantendrá constante, como se muestra en la Figura 6-1.

Figura 6-1. Producción prospectiva de combustibles en México para 2018-2032. SENER.¹²



En el caso de los combustibles sintéticos, el segmento objetivo considerado en este reporte es la aviación, donde se podría sustituir la turbosina convencional y es visto como un vector potencial importante para la descarbonización. Para el transporte por carretera, el uso de combustibles sintéticos parece poco probable con la transición actual a la electrificación, y donde también se espera el uso de hidrógeno en vehículos propulsados por celdas de combustible. También se espera que las celdas de combustible sean la fuente dominante de energía basada en hidrógeno en la industria, el ferrocarril

y el transporte marítimo, sin necesidad de emplear combustibles sintéticos.

6.1 Demanda de hidrógeno de combustibles sintéticos hasta 2050

Bajo la planificación gubernamental actual, se espera que la producción de combustibles en México aumente a más del doble de la capacidad en el período entre 2018 y 2024, con un aumento de la producción en todas las refinerías, en particular Madero, con un aumento de cinco veces

¹² BOE: Barriles equivalentes de petróleo.

la producción, y la entrada prevista a operaciones de Dos Bocas en 2023. Sin embargo, en este contexto, no se espera demanda de hidrógeno para la producción de combustibles sintéticos, concentrándose únicamente en la refinación de hidrocarburos. Por lo tanto, la demanda de hidrógeno gris para el proceso de refinación puede considerarse como referencia para la producción de combustible, como se detalla en el Capítulo 4.

Un análisis más razonable sería proyectar el consumo de combustibles fósiles en el segmento de interés y comparar directamente los costos y la demanda con los combustibles sintéticos, en lugar del hidrógeno utilizado para producirlo. La demanda proyectada de combustible para la industria de la aviación, que potencialmente podría ser sustituida por hidrógeno verde, se muestra en la Figura 6-2. en barriles equivalentes de petróleo (BOE), es decir, unidades energéticas.

Figura 6-2. Demanda nacional proyectada de combustibles líquidos en el sector de la aviación.



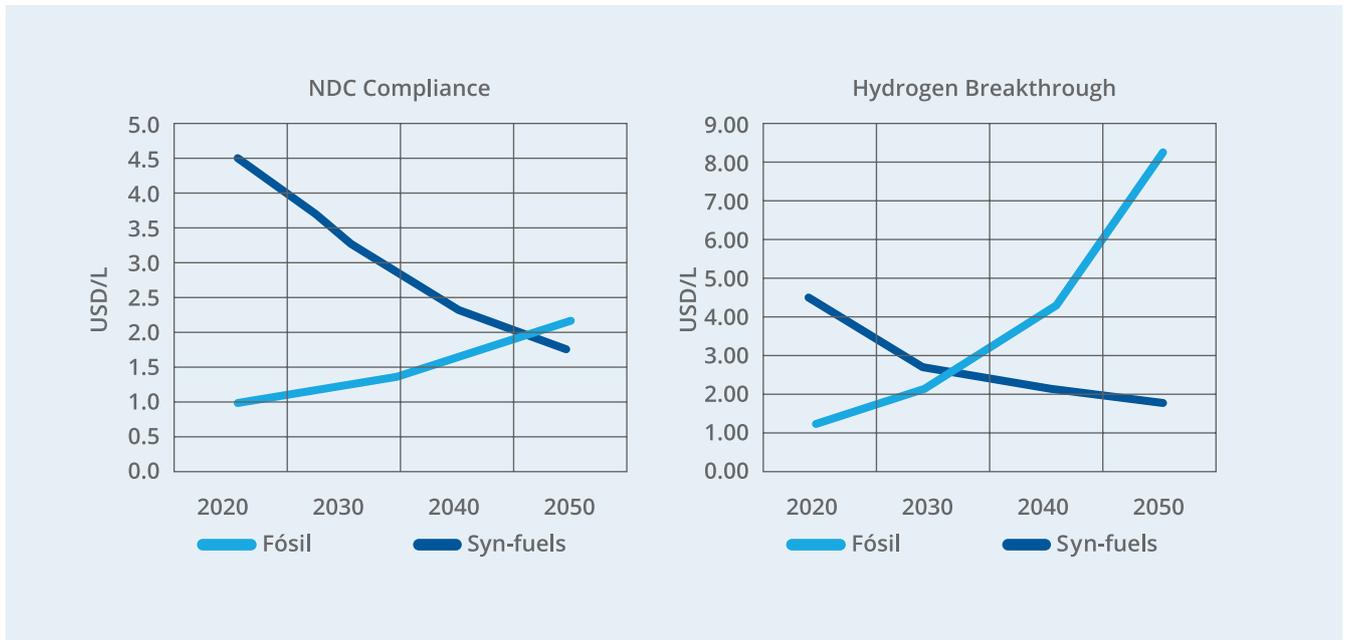
6.2 Demanda de hidrógeno verde proyectada para combustibles sintéticos

En el escenario de NDC Compliance, no se espera penetración de combustibles sintéticos en México para 2030, dadas las proyecciones de costos desfavorables y la falta de otros factores para impulsar su adopción. Los NDCs de México para el transporte comprometen una reducción de las emisiones de 18% en comparación con la línea de base de 2030, pero el cumplimiento se lograría a través de otras medidas, como la mejora del rendimiento de los vehículos, el uso de combustibles con menor contenido de carbono y la electrificación del transporte ligero.

Para 2050, los e-fuels serán una alternativa todavía reservada exclusivamente para la aviación, un sector con un fuerte mandato de descarbonización pero difícil de electrificar o de migrar a otras tecnologías bajas en emisiones. Dentro del segmento de combustibles para aviación, los e-fuels compartirán el mercado junto con los biocombustibles y los combustibles fósiles. Debido a su baja competitividad económica, los combustibles sintéticos no tendrán más de un 10% de participación en el sector aeronáutico, para lo cual se demandarán menos de mil toneladas de hidrógeno al año, lo que requerirá menos de 10 MW de capacidad de electrólisis.



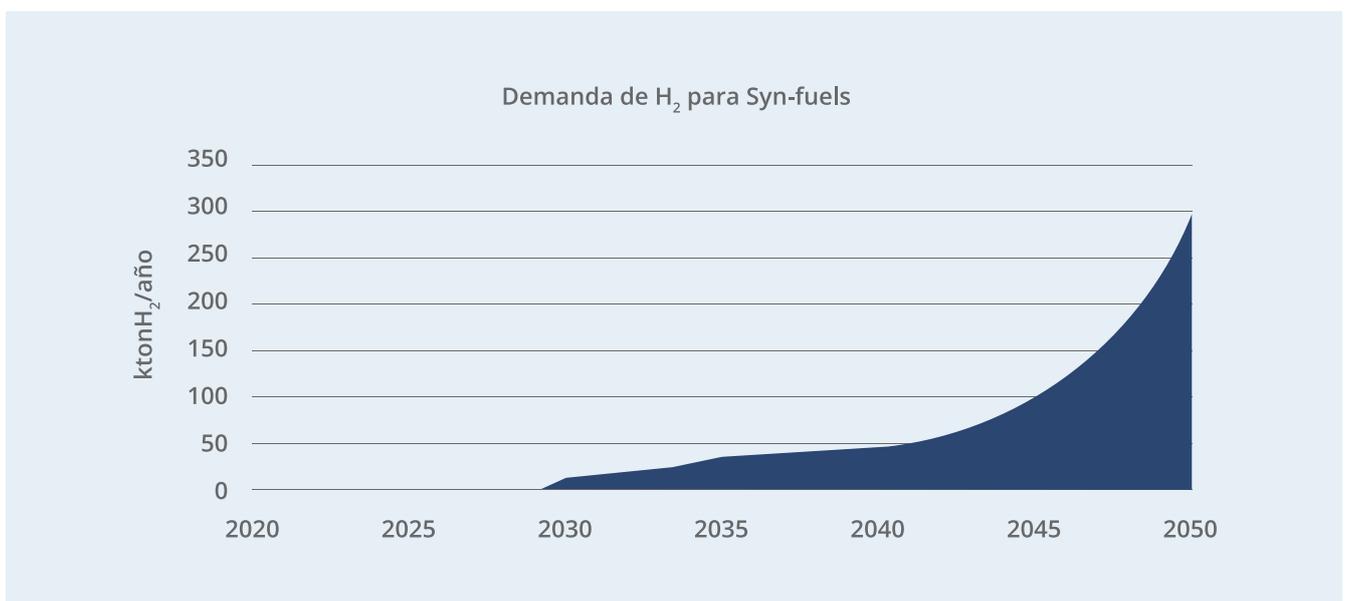
Figura 6-3. Costos proyectados de combustibles fósiles vs combustibles sintéticos en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.



En el escenario Hydrogen Breakthrough, los precios de los combustibles fósiles siguen el aumento proyectado en la perspectiva para altos costos de SENER para 2018–2032, mientras que se espera que los combustibles sintéticos disminuyan sus costos rápidamente. Los planes para proyectos piloto podrían empezar tan pronto

como en 2024, lo que llevaría a la producción de más de 40,000 toneladas de e-fuels al año para 2030 para sustituir el 0.6% de la demanda de aviación, incluso antes de alcanzar la paridad de costo, que se prevé que ocurra hasta 2035.

Figura 6-4. Demanda proyectada de hidrógeno para la producción de combustibles sintéticos en el escenario Hydrogen Breakthrough (la producción en el escenario de NDC Compliance es imperceptible en la gráfica).



Para 2050, habrán pasado quince años después de que los combustibles sintéticos hayan logrado la competitividad económica con los combustibles fósiles, y habrán experimentado un amplio despliegue participando en la aviación, el transporte marítimo, el ferrocarril e incluso algunas aplicaciones industriales. Tan solo para aviación, se espera la instalación de más de 3,500 MW de electrólisis, llevando a la producción de más de 300,000 toneladas de hidrógeno al año y la sustitución

de aproximadamente 9,200 barriles equivalentes de petróleo, lo que corresponde al 12% de la demanda prevista en el sector de la aviación. En este escenario, los objetivos climáticos de México deberían requerir una reducción de las emisiones del sector del transporte de un 36% para mediados de siglo, con una contribución esperada de los combustibles sintéticos de hasta un tercio de ese objetivo, proveniente principalmente del segmento de la aviación.

Tabla 6-1. Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para combustibles sintéticos en 2030 y 2050.

Combustibles sintéticos	Demanda de hidrógeno		Capacidad de electrólisis	
	2030	2050	2030	2050
NDC Compliance	0 ktpa	<1 ktpa	0 MW	270 MW
Hydrogen Breakthrough	10 ktpa	Más de 300 ktpa	<10 MW	3,500+ MW



7. Oportunidades para el hidrógeno verde en la infraestructura de gas

El uso de hidrógeno en la infraestructura de gas natural tiene dos alternativas: la producción de metano sintético y la inyección de una mezcla de gas natural e hidrógeno en la red.

La producción de metano sintético utilizando hidrógeno electrolítico y CO₂ capturado, también conocido como metanación, resulta en un gas neutral en carbono idéntico en composición al metano fósil. El proceso de síntesis de metano tiene desafíos de eficiencia que superar, pero podría proporcionar una alternativa para descarbonizar los usos finales del gas natural mediante su sustitución directa sin requerir cambios importantes en la infraestructura y abriendo la posibilidad de una gran demanda potencial de combustible verde a base de hidrógeno, listo para ser desplegado a gran escala. Sin embargo, la mezcla de hidrógeno verde con gas natural es vista como la alternativa con mayor potencial para el uso de hidrógeno en la infraestructura de gas, dados los desafíos técnicos aún por resolver para la metanación.

El hidrógeno verde se puede mezclar con gas natural convencional y luego inyectarse en la infraestructura de gas. La inyección de esta mezcla en la red tiene limitaciones técnicas que aumentan a medida que aumenta la concentración de hidrógeno, tanto para el proveedor, el transportista y el consumidor. Los usos finales del gas natural como materia prima química tienen una baja tolerancia a los cambios en la composición, permitiendo tan sólo el 2% del hidrógeno en volumen en la mezcla, y los usos de la mezcla de gas para la generación de energía en centrales térmicas pueden enfrentar desafíos a partir de una concentración del 20%.

Desde la perspectiva de la infraestructura de gas, también hay limitaciones relacionadas con fugas de gas y propiedades estructurales del gasoducto que comienzan a una concentración del 10%. Para hacer frente a estas limitaciones, se han establecido regulaciones en los países que promueven la inyección de hidrógeno en la red para establecer un límite de volumen de hidrógeno en la mezcla, que va desde el 0.02% en los Países Bajos y el 0.1% en Bélgica y el Reino Unido, hasta el 6% del hidrógeno permitido en la red de gas en Francia y el 10 % en Alemania.

7.1 Demanda de hidrógeno para la infraestructura de gas hasta 2050

De acuerdo con la planificación prospectiva de SENER, se espera que la demanda de gas natural en México aumente durante la próxima década en tasas anuales variables, con un crecimiento general de 17% para el período 2020-2030, pasando de alrededor de 8,300 a 9,700 millones de pies cúbicos estándar por día (MMSCFD, por sus siglas en inglés). Proyectando una tasa de crecimiento constante en la misma tendencia, pero disminuyendo ligeramente hacia 2050, la demanda de gas natural en México alcanzaría 10,900 MMSCFD en 2040 y casi 12,200 MMSCFD para 2050, correspondiente a un crecimiento de 31% y 46% en relación con 2020, respectivamente, como se muestra en la Figura 7-1.

No existe demanda actual de hidrógeno en la infraestructura de gas en México, aunque potencialmente hasta una quinta parte de su consumo de gas natural podría ser sustituido por hidrógeno verde mezclado con gas para obtener un producto con un menor contenido de carbono, una vez que sean implementadas medidas tecnológicas y regulatorias.

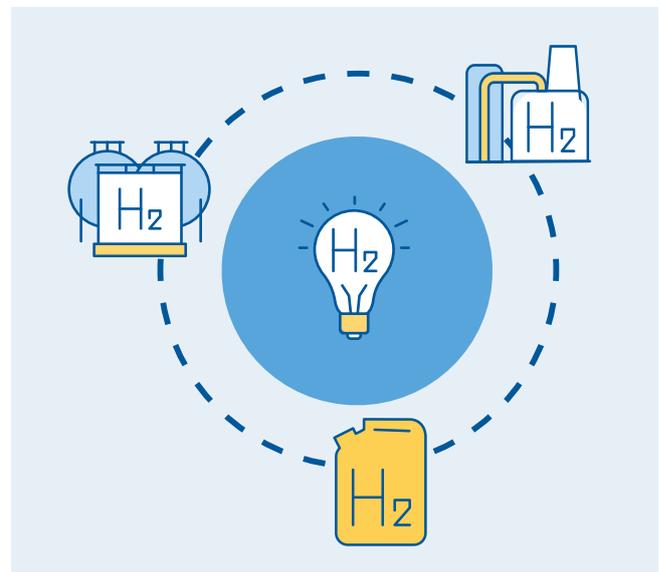
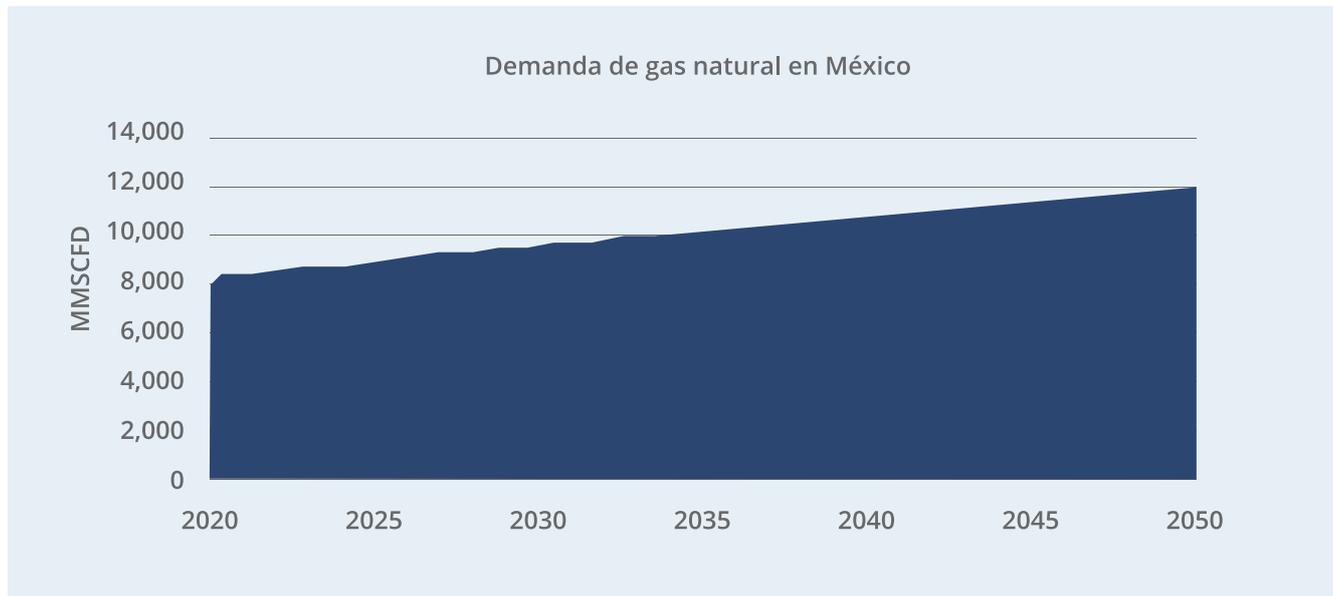


Figura 7-1. Demanda prospectiva y proyectada de gas natural en México de 2020 a 2050.



7.2 Demanda de hidrógeno verde proyectada para la infraestructura de gas

La prospectiva de sustituir una pequeña proporción de gas natural con hidrógeno verde podría conducir al desarrollo de miles de megawatts de electrólisis en el país. Sin embargo, se requiere madurez técnica y una reducción considerable de los costos de producción de hidrógeno verde para que sea directamente competitivo con el gas natural. A diferencia de otras aplicaciones, como la refinación y la producción de amoníaco donde el gas natural también es una materia prima en el proceso, para la inyección en la red de gas la comparación de costo del hidrógeno verde se hace directamente entre los costos de la energía suministrada por cada combustible. Esto hace que la brecha de competitividad sea más difícil de cubrir, comenzando en un costo alrededor de 10 veces más alto en ambos escenarios en 2020 y sin ser alcanzado en 2050 en la proyección más conservadora NDC.

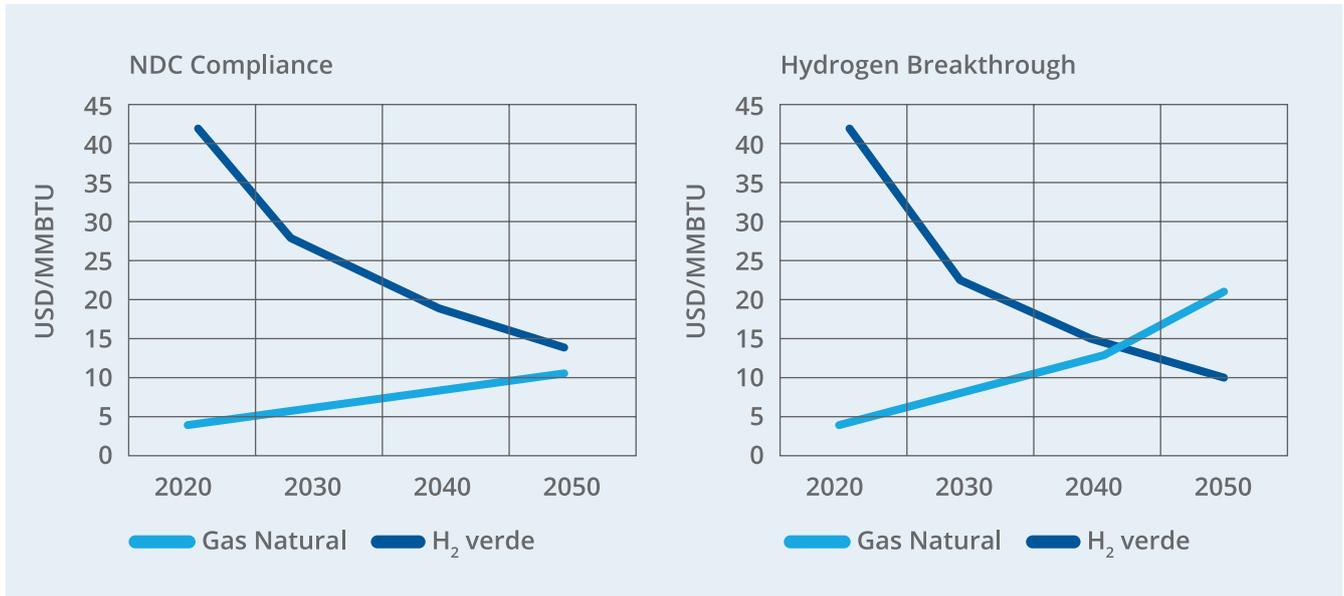
En el escenario NDC Compliance, el hidrógeno seguirá siendo 4.6 veces más costoso que el gas natural en 2030, y sólo se prevén proyectos piloto con producciones menores de hidrógeno, impulsados por compromisos climáticos y resultando en menos de 10 MW de electrolizadores instalados. El cumplimiento de las NDCs de México en los sectores donde el gas natural tiene presencia será abordado por otras tecnologías, como las energías renovables y la CCUS en la industria. La lenta tasa de crecimiento dará lugar a una producción de menos de un kilotón por año hasta 2035, alcanzando las 2 kilotoneladas en 2040 y acelerando ligeramente el despliegue en esa década, a medida que la brecha

de competitividad se reduzca, alcanzando hasta 8 kilotoneladas por año y 90 MW de electrólisis para 2050.

A mediados de siglo, la competitividad económica del hidrógeno verde como combustible se habrá mantenido baja en comparación con el gas natural, sin haber alcanzado la paridad de costo para entonces, y la inyección de hidrógeno en la red se limitará a segmentos específicos del sistema nacional de transporte de gas natural, siendo favorecido en regiones con alto potencial de energía renovable, alto costo o bajo suministro de gas natural y fuertes compromisos ambientales.

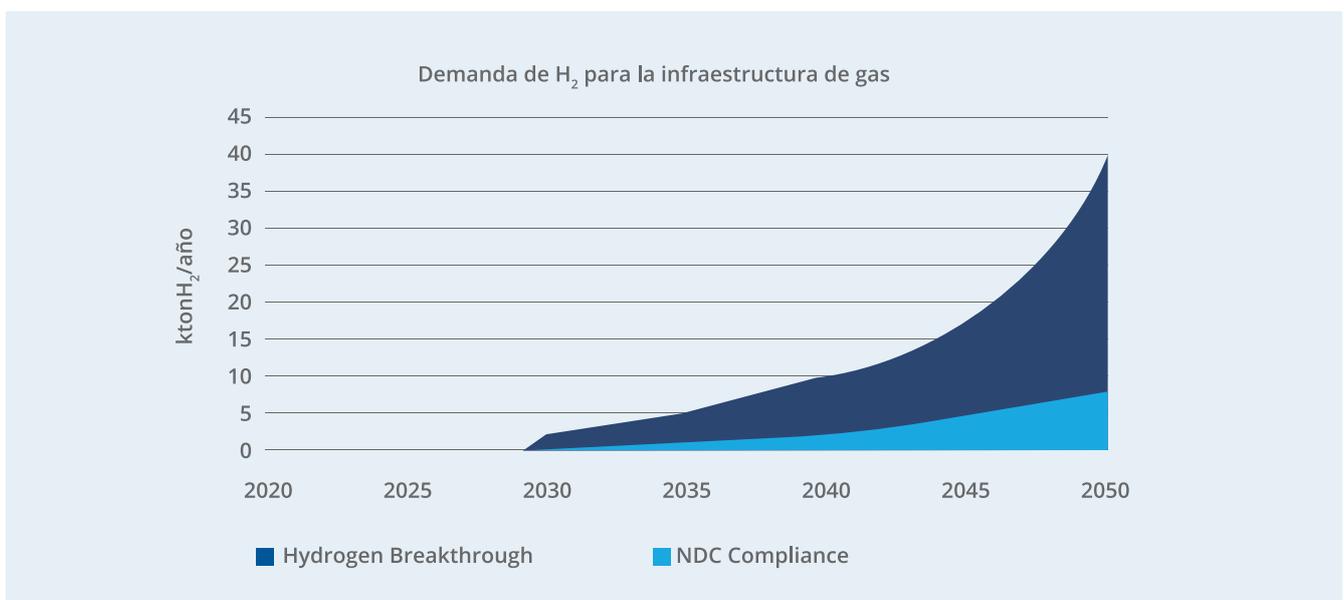


Figura 7-2. Costos proyectados de energía equivalente de gas natural vs hidrógeno verde en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.



El escenario Hydrogen Breakthrough muestra una reducción más prometedora de la brecha de competitividad, con un hidrógeno verde 2.5 veces más costoso que el gas natural en 2030, comparable con su competitividad con el hidrógeno gris en 2021. Podría llevarse a cabo un despliegue más agresivo de proyectos piloto para la inyección de casi tres kilotoneladas de hidrógeno en 2030, acumulando más de 35 MW de electrólisis en todo el país. Los volúmenes de inyección no superarán el 10% en cada una de las tuberías probadas, siguiendo las regulaciones más permisivas en todo el mundo en 2020.

Figura 7-3. Demanda proyectada de hidrógeno para la infraestructura de gas en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.



Para 2040, la demanda de hidrógeno de la infraestructura de gas superará las 10 kilotoneladas al año, y se espera que alcance la paridad de costo uno o dos años después. Esto permitirá un crecimiento acelerado de los volúmenes inyectados, creciendo cuatro veces hasta alcanzar las 40 kilotoneladas al año en 2050, y una capacidad de electrólisis instalada de más de 460 MW. Esto se verá impulsado por la evolución tecnológica del hidrógeno verde y verá un mayor despliegue en regiones con alto potencial renovable y difícil acceso al gas natural.

Tabla 7-1. Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para inyección en la red de gas natural en 2030 y 2050.

Infraestructura de gas	Demanda de hidrógeno		Capacidad de electrólisis	
	2030	2050	2030	2050
NDC Compliance	<1 ktpa	8 ktpa	<10 MW	90 MW
Hydrogen Breakthrough	3 ktpa	40 ktpa	35 MW	460 MW



8. Oportunidades para el hidrógeno verde en centrales térmicas

El hidrógeno se puede utilizar para la combustión directa en turbinas de gas reconvertidas o dedicadas a hidrógeno o una mezcla con gas natural para la generación de energía. Esta es una alternativa a la generación de energía con hidrógeno verde en celdas de combustible, que usualmente se limita a aplicaciones de menor escala (hasta 20 MW), lo que es de interés en este informe para las instalaciones de gran escala propiedad de CFE. Algunas de las ventajas sobre las celdas de combustible incluyen un menor costo de inversión, el aprovechamiento de la infraestructura existente, un mantenimiento más accesible al estar basado en una tecnología bien conocida y una menor sensibilidad a la calidad del hidrógeno suministrado. Además, el uso de hidrógeno en turbinas podría formar parte de sistemas de almacenamiento de energía, que convierten el exceso de energía en hidrógeno mediante electrólisis y luego se reconvierta a demanda en energía eléctrica en la turbina.

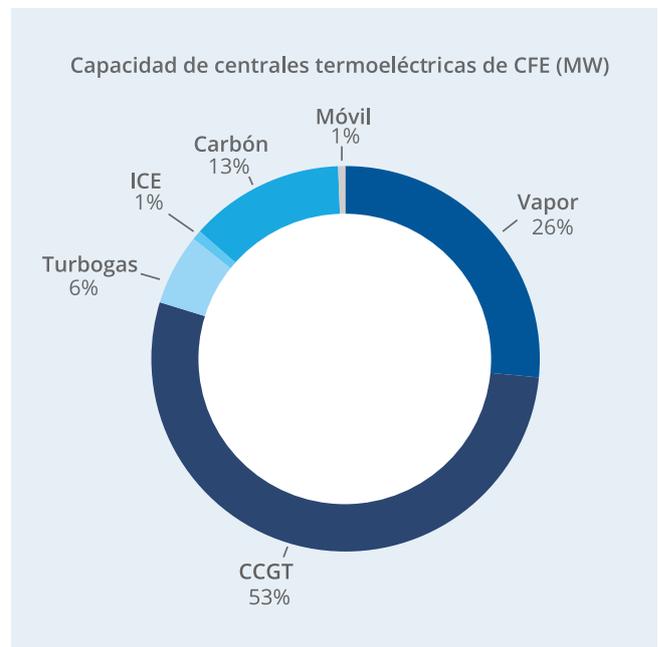
Actualmente existen modelos de turbinas que pueden funcionar con concentraciones de hidrógeno del 50-70%, por ejemplo, en refinerías de Asia y Europa. Empresas como GE, Mitsubishi y Siemens están desarrollando turbinas que podrían funcionar enteramente con hidrógeno, con expectativas de que los primeros modelos entren en operación en 2030.

La adaptación, reconversión e instalación de centrales térmicas alimentadas de manera parcial o total con hidrógeno verde por parte de CFE podría proporcionar una alternativa para descarbonizar la producción de energía que actualmente proviene de turbinas alimentadas con gas natural, y ser una medida de ahorro de costos una vez que el hidrógeno verde se vuelva más competitivo que su contraparte fósil en cuestión de contenido energético.

8.1 Demanda de hidrógeno para 2050

Hasta finales de 2019, CFE tenía una capacidad instalada reportada de más de 41,000 MW de centrales térmicas, con una mezcla de plantas convencionales de vapor de gas o combustóleo, turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT), unidades de turbogás, motores de combustión interna (ICE), energía de carbón y unidades móviles. Se hará énfasis en los CCGTs, para los que se espera que se añadan o reacondicionen la mayoría de las plantas, donde se prevé el mayor desarrollo de turbinas de hidrógeno y que representan actualmente más de la mitad de la capacidad y potencia generadas por CFE.

Figura 8-1. Capacidad instalada de energía térmica de CFE en 2019.

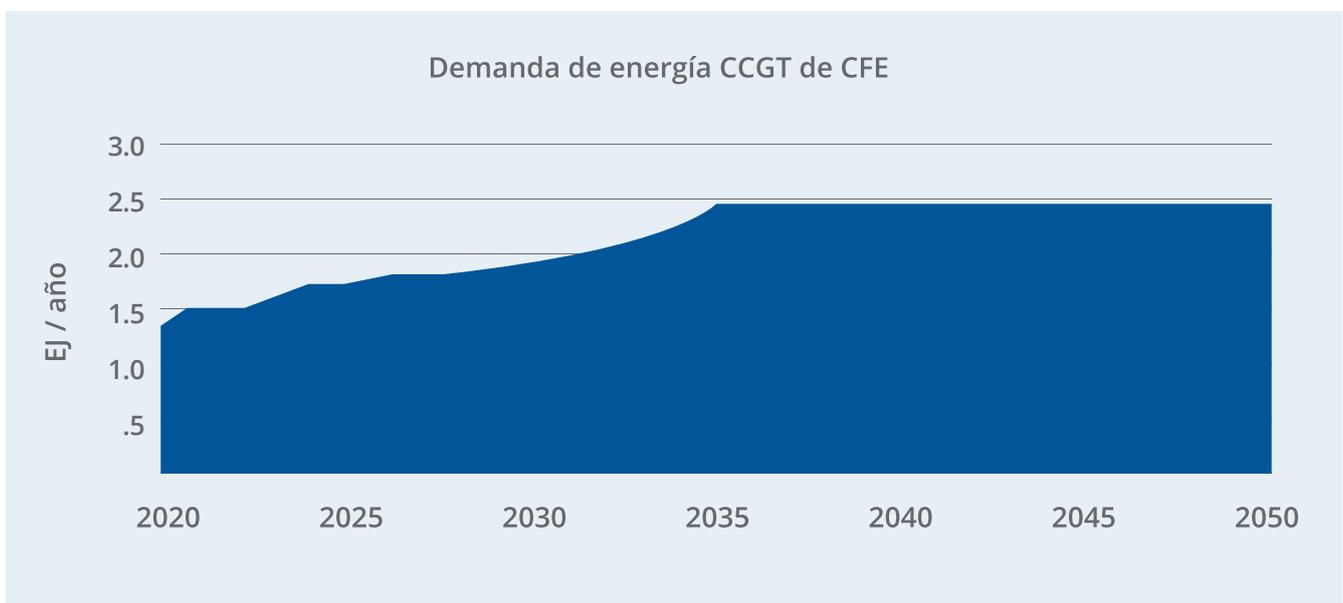


Hasta el inicio de 2021, no existe una demanda actual ni programada de hidrógeno para las unidades de generación de energía. El hidrógeno podría compensar una proporción menor pero creciente del combustible quemado en los CCGTs, que puede incrementar a medida que los desarrollos tecnológicos permitan a las turbinas quemar mayores proporciones de hidrógeno o funcionar únicamente con él.

Se consideraron simulaciones del Sistema Eléctrico Nacional, las cuales se basan en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)¹³ de SENER, y las adiciones de capacidad programadas según informó la CFE¹⁴. Los resultados para el crecimiento de la capacidad instalada proyectada de los CCGT de CFE comienzan en 27,000 MW en 2020 y alcanzan los 51,000 MW en 2034, donde se prevé que se detenga, experimentando un aumento de casi el 90% en ese período. La demanda de energía correspondiente que

podría suministrarse parcialmente con hidrógeno pasaría de 1.31 exajoules (EJ)¹⁵ por año en 2020 a 2.48 EJ en 2050, como se muestra en la Figura 7-3. Una demanda mínima de hidrógeno también podría provenir de unidades de turbogás, pero es insignificante en comparación con la demanda de CCGT y, por lo tanto, no se tiene en cuenta en los resultados presentados.

Figura 8-2. Demanda de energía proyectada en las plantas CCGT de CFE de 2020 a 2050.



8.2 Demanda de hidrógeno verde proyectada para centrales térmicas

La evolución de costos proyectada tanto para el hidrógeno verde como para el gas natural es la misma que se considera en el Capítulo 7, donde se comparan sobre la base del costo de la energía suministrada por cada uno, como se muestra en la Figura 7-2. En NDC Compliance el hidrógeno verde no alcanza la paridad de costos en 2050 y en Hydrogen Breakthrough es alcanzada en 2042.

En el escenario NDC Compliance, el hidrógeno sigue siendo más costoso y no alcanza la paridad de costo para 2050. Para 2030, sólo las empresas que producen hidrógeno como subproducto adoptarían turbinas de hidrógeno, lo que no es el caso de CFE. CFE estaría negociando los primeros proyectos piloto pequeños

con alrededor de 4 MW de capacidad combinada de electrólisis instalada y demandando menos de 350 toneladas de hidrógeno al año. Se prevé una tasa de adopción lenta hasta los últimos años considerados, donde la brecha de competitividad se reduce a ser sólo un 30% más costoso que el gas natural, lo que permite un pequeño impulso en el despliegue para 2050, pero alcanzando menos de 500 MW de electrólisis para la re-electrificación del hidrógeno en algunas regiones con altos recursos de energía renovable y acceso difícil o costoso al gas natural.

En el escenario Hydrogen Breakthrough, el hidrógeno verde se mantiene en más del doble del costo del gas natural para 2030, pero CFE estaría desplegando proyectos piloto con alrededor de 20 MW de electrólisis instalados y demandando menos de 2 kilotoneladas de hidrógeno al año para probar la combustión de una

¹³ BOE: Barriles equivalentes de petróleo.

¹⁴ CFE, Plan de Negocios 2021-2025.

¹⁵ 1 exajoule = 1018 Julios

mezcla de gas natural e hidrógeno en sus CCGTs. Para 2042, el hidrógeno verde habrá alcanzado la paridad de costo con el gas natural como combustible para las centrales térmicas, impulsando su despliegue hasta 2050. A mediados de siglo, se habrían instalado hasta

3.2 GW de electrólisis para producir suficiente hidrógeno para alimentar el 3.5% de la capacidad de producción de energía térmica de CFE en unidades CCGT, con una demanda de 270 kilotoneladas de hidrógeno al año.

Figura 8-3. Demanda proyectada de hidrógeno para centrales térmicas en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough

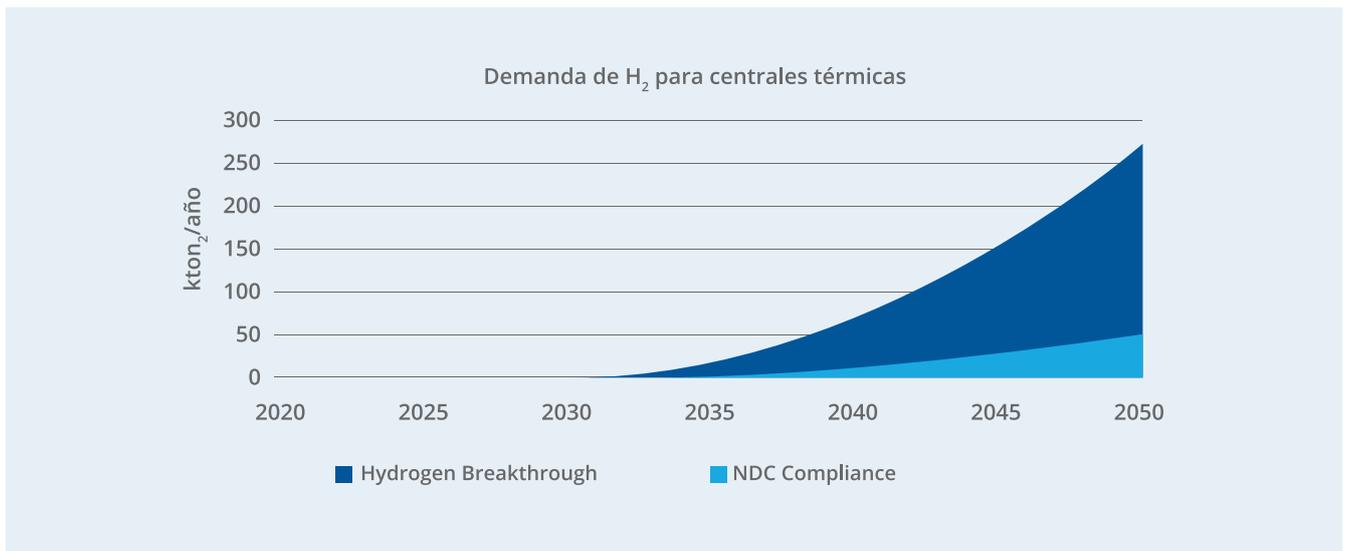
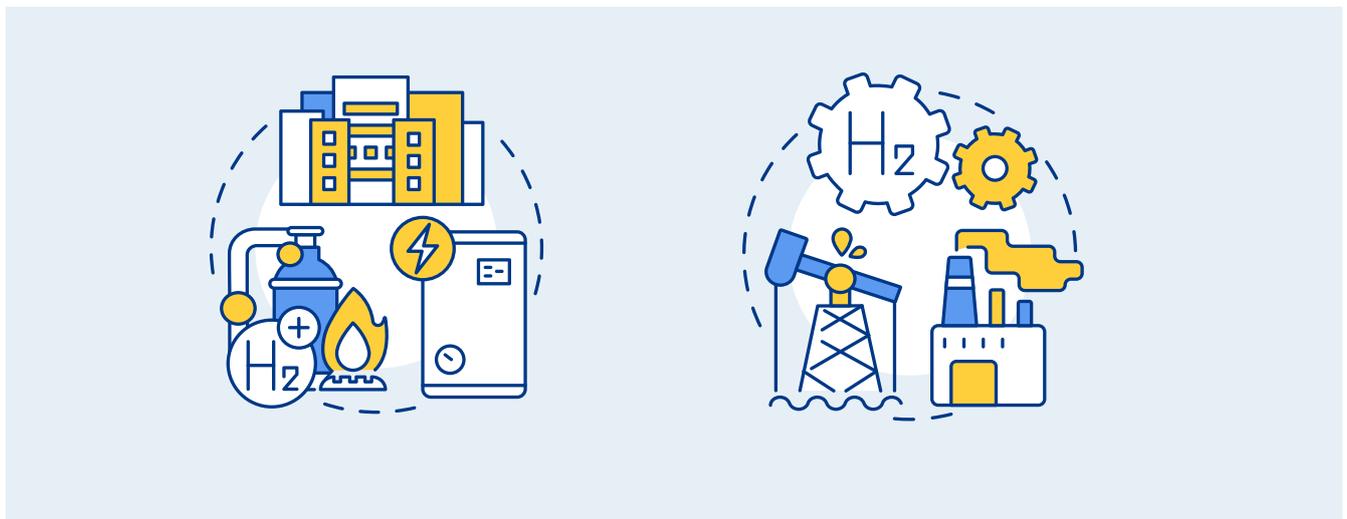


Tabla 8-1. Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para las centrales eléctricas en 2030 y 2050.

Centrales térmicas	Demanda de hidrógeno		Capacidad de electrólisis	
	2030	2050	2030	2050
NDC Compliance	<1 ktpa	50 ktpa	4 MW	630 MW
Hydrogen Breakthrough	2 ktpa	270 ktpa	20 MW	3,200+ MW



9. Conclusiones

La paridad de costo es el principal motor para la implementación de hidrógeno verde en todas las aplicaciones. Teniendo en cuenta todas las aplicaciones, los combustibles sintéticos son el primer uso final en alcanzar la paridad de costo en 2032 (en comparación con el diésel) en el escenario Hydrogen Breakthrough, y la paridad de costo de hidrógeno verde se alcanza alrededor de 2040 para las demás aplicaciones, donde compite con el hidrógeno gris o el gas natural. En el escenario NDC Compliance, el hidrógeno verde alcanza la paridad de costo cerca de 2050 o incluso después para aplicaciones en las que compite con el gas natural, i.e., la inyección en la red de gas y la generación de energía en centrales térmicas.

Figura 9-1. Tiempos de paridad de costo proyectados de hidrógeno verde para todos los usos finales.

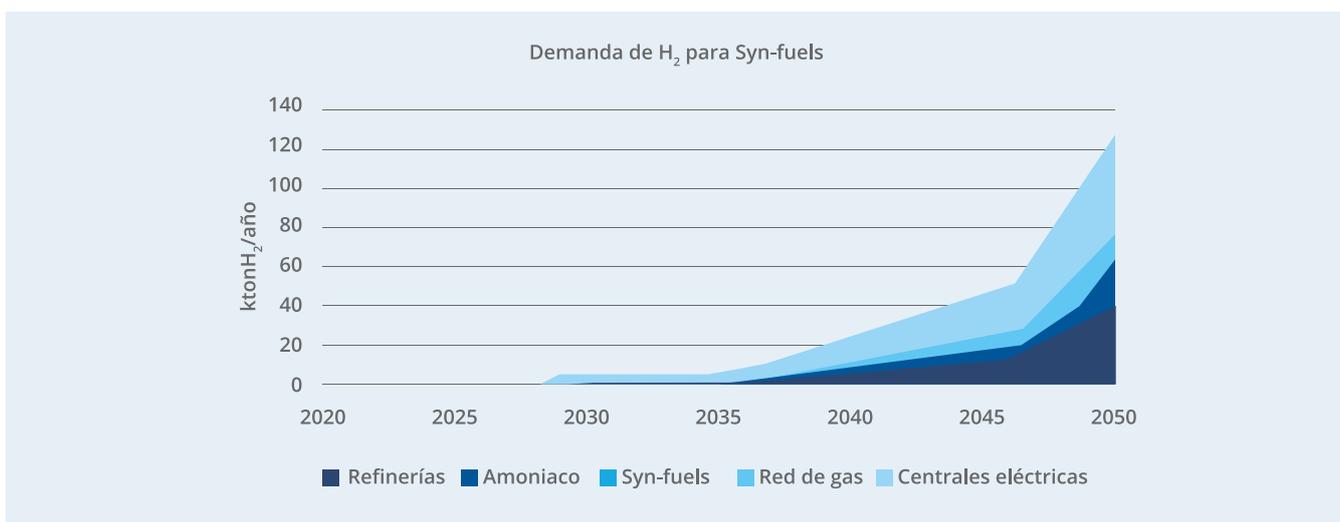


Escenario NDC Compliance

Se espera que al hidrógeno verde se le dificulte alcanzar la competitividad económica en México para la mayoría de las aplicaciones con una adopción menor para todos los usos finales en el escenario NDC Compliance, generalmente impulsado por mandatos climáticos y

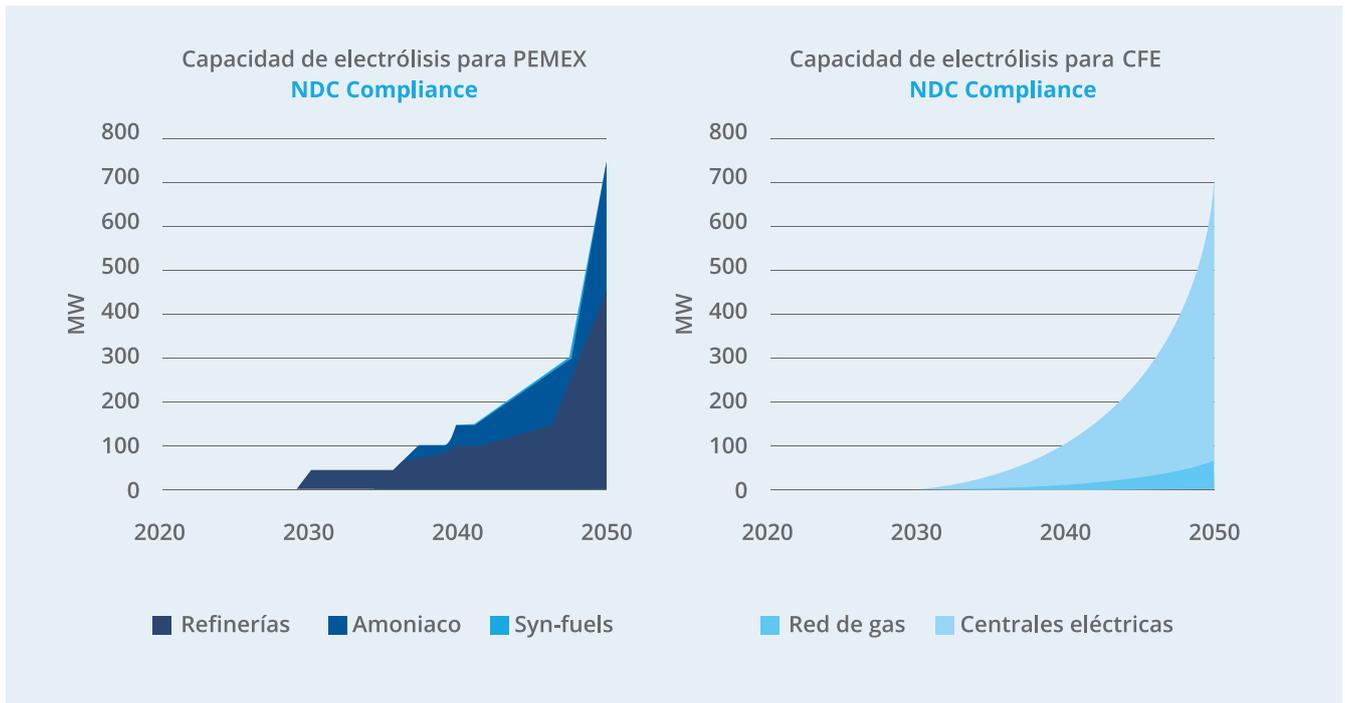
ambientales. Su despliegue apenas comienza a aumentar en los últimos años antes de 2050, cuando se espera que alcance la paridad de costo para la mayoría de las aplicaciones. Esto se traduce en una demanda proyectada de menos de 60 kilotoneladas de hidrógeno verde al año para 2047, que se espera que aumente rápidamente a más de 120 kilotoneladas para 2050.

Figura 9-2. Demanda proyectada de hidrógeno para todos los usos finales en el escenario NDC Compliance.



Esto implica sólo algunas oportunidades tanto para PEMEX como para CFE antes de 2050, con mayor potencial de adopción en refinerías y una creciente proporción de amoniaco para PEMEX y en centrales térmicas para CFE, esperadas para la segunda mitad del siglo.

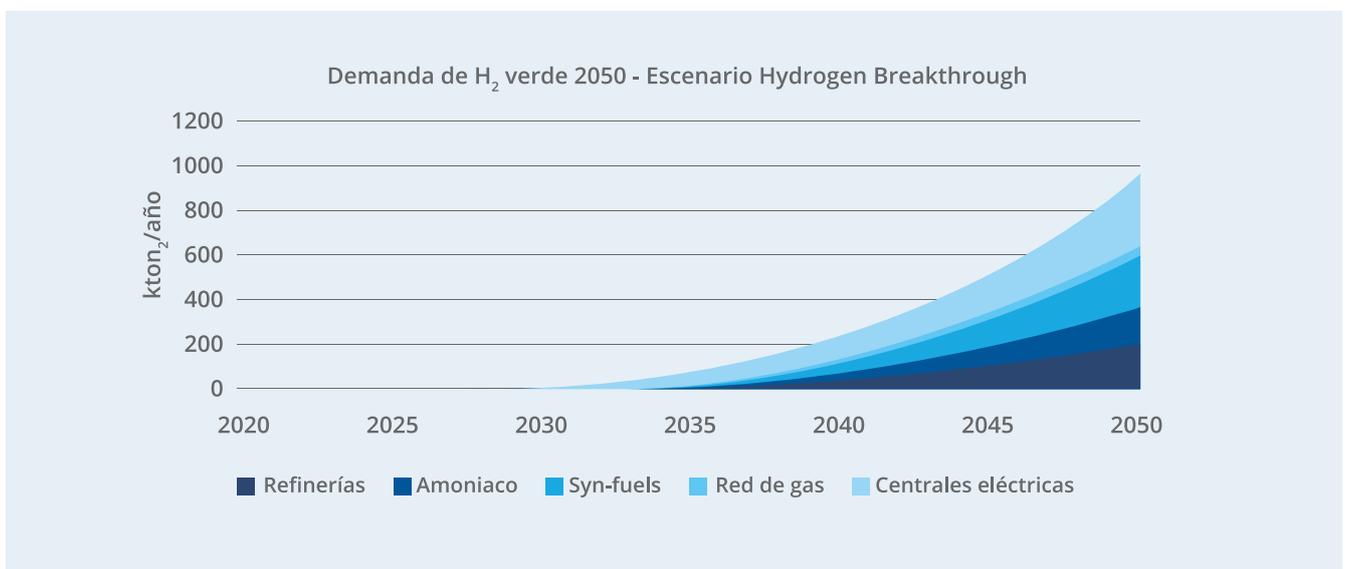
Figura 9-3. Capacidad de electrólisis necesaria para abastecer la demanda proyectada de hidrógeno para PEMEX y CFE en el escenario NDC Compliance.



Escenario Hydrogen Breakthrough

En el [escenario Hydrogen Breakthrough](#), se proyecta un despliegue más uniforme en todos los segmentos, con mayores tasas de crecimiento en la década de 2040 y alcanzando una demanda de casi mil kilotoneladas (1 millón de toneladas) de hidrógeno verde por año para 2050.

Figura 9-4. Demanda de hidrógeno proyectada para todos los usos finales en el escenario Hydrogen Breakthrough.



Se esperan oportunidades considerables para PEMEX en refinación, producción de amoníaco y combustibles sintéticos. Para 2050, cerca de 1.35 millones de toneladas de amoníaco verde se producirían anualmente para fabricar fertilizantes, más de 750 mil barriles de petróleo serían refinados usando hidrógeno verde todos los días (o la mitad del volumen nacional), y la demanda mexicana de combustibles sintéticos para aviación habrá superado los 1.4 millones de litros al año. Esto llevaría la demanda de hidrógeno verde de la petrolera a más de 650 kilotoneladas por año, requiriendo más de 7.5 GW de capacidad de electrólisis, y dando lugar a una demanda de hidrógeno verde de PEMEX con valor de 800 millones de dólares al año en 2050.

Para CFE se espera una demanda relativamente baja para inyección en la red de gas debido a una baja competitividad económica, incluso en este escenario, y las mayores oportunidades se proyectan en las centrales térmicas alimentadas con hidrógeno para alimentar el equivalente a casi 670 MW de CCGTs con hidrógeno verde en 2050, representando más del 87% de su demanda de hidrógeno de 310 kilotoneladas por año. El suministro de las necesidades de hidrógeno verde de CFE requeriría una capacidad instalada de electrólisis de alrededor de 3,5 GW, y tendría un costo de 380 millones de dólares cada año en 2050.

Figura 9-5. Capacidad de electrólisis necesaria para abastecer la demanda proyectada de hidrógeno para PEMEX en el escenario Hydrogen Breakthrough.

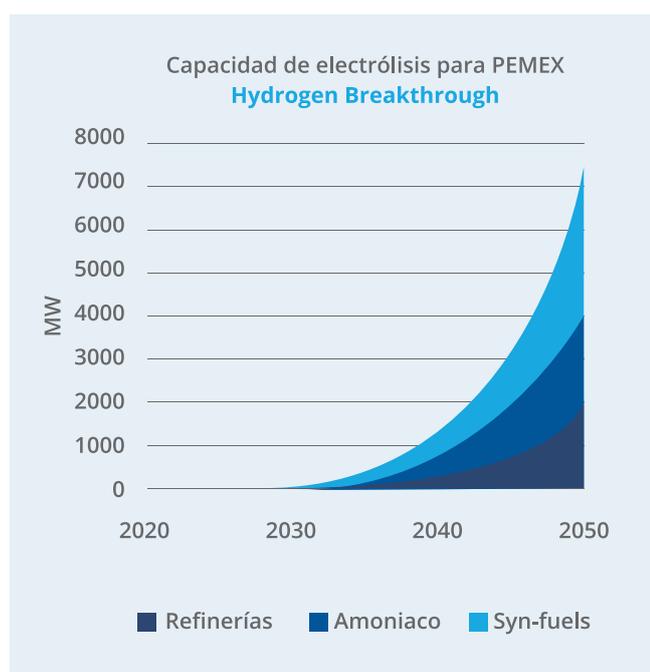


Figura 9-6. Capacidad de electrólisis necesaria para abastecer la demanda proyectada de hidrógeno para CFE en el escenario Hydrogen Breakthrough.



Conclusiones sobre las oportunidades para las empresas estatales

Las paraestatales PEMEX y CFE podrían sentar las bases para el desarrollo de una economía de hidrógeno verde a gran escala en México. Después de la competitividad de costo, el segundo mayor reto para el amplio despliegue de proyectos de hidrógeno verde suele ser asegurar un off-taker o consumidor del hidrógeno producido, (generalmente con una prima verde o Green Premium¹⁶ sobre el costo). Ambas empresas podrían tener asegurado el consumo de hidrógeno verde cada una por cantidades mayores que cualquier proyecto actualmente en desarrollo en todo el mundo. Una vez que sea rentable, el hidrógeno verde libre de petrolíferos y producido localmente podría proporcionar una alternativa de bajo costo y bajas emisiones, independiente del suministro extranjero de hidrocarburos y las fluctuaciones de costos de los mercados petroleros internacionales que podrían impulsar beneficios tanto para las empresas como para la soberanía energética de México, permitiendo que porciones más grandes de la cadena de valor de cada producto final¹⁷ permanezcan en el país junto con las inversiones, empleos e infraestructura asociados.

PEMEX podría tomar la delantera en la producción de combustibles sintéticos para la aviación tan pronto como 2032, cuando empezarán a ser rentables. Incluso para esta aplicación se prevé que la adopción de hidrógeno

¹⁶ El Green Premium es el costo adicional de elegir una tecnología limpia sobre una que emite una mayor cantidad de gases de efecto invernadero, según Breakthrough Energy.

¹⁷ Los productos finales para las aplicaciones abordadas en este informe se incluyen petroquímicos, fertilizantes, combustibles líquidos para el transporte aéreo, energía térmica y electricidad.

despegue en la década de 2040, pero podría acelerarse drásticamente mediante la adopción de objetivos orientados a la transición energética soberana y medidas para cumplir con los compromisos climáticos, como fijar un precio al CO₂. Esto permitiría que el hidrógeno se volviera rentable más temprano y posibilitando un despliegue adelantado de tecnologías de hidrógeno verde en México.

Tabla 9-1. Despliegue de electrólisis proyectado y mercados anuales de hidrógeno en 2050 para PEMEX (refinerías, amoníaco y combustibles sintéticos) y CFE (red de gas y centrales eléctricas).

2050	PEMEX		CFE	
	Electrólisis	Mercado H ₂	Electrólisis	Mercado H ₂
NDC Compliance	770 MW	97 MMUSD/año	720 M	90 MMUSD/año
Hydrogen Breakthrough	7.5 GW	800 MMUSD/año	3.5 GW	380 MMUSD/año

Incluso si no existen incentivos climáticos o específicos para el hidrógeno, las empresas paraestatales de México tienen el potencial de impulsar la creación de un extenso mercado de hidrógeno verde en el país bajo estos supuestos optimistas pero realistas del escenario Hydrogen Breakthrough. Siguiendo estos supuestos, PEMEX y CFE podrían permitir conjuntamente el despliegue de 11 GW de electrólisis en México, alcanzando una demanda anual de hidrógeno verde de casi un millón de toneladas con un valor cercano a los 1.2 mil millones de dólares para 2050.

Tabla 9-2. Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para todos los usos finales en 2030 y 2050.

Todos los usos finales para PEMEX y CFE	Demanda de hidrógeno		Capacidad de electrólisis	
	2030	2050	2030	2050
NDC Compliance	5 ktpa	130 ktpa	60 MW	1,500 MW
Hydrogen Breakthrough	30 ktpa	960 ktpa	400 MW	11,200 MW

Bibliografía

- BMW DE, The National Hydrogen Strategy, División del Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Relaciones Públicas Energéticas, Alemania, junio de 2020
- Bricker M., Thakkar V., Petri J., Hydrocracking in Petroleum Processing, Handbook of Petroleum Processing. Estados Unidos, 2014.
- CENACE, Informe de tecnología de generación de referencia, Centro Nacional de Control de Energía, México, 2016
- CFE, Informe Anual 2018, Comisión Federal de Electricidad, México 2018
- CFE, Informe Anual 2019, Comisión Federal de Electricidad, México 2019
- CFE, Plan de Negocios 2021-2025. México, 2021.
- CleanSky2 - Hydrogen powered aviation A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050. FCH-JU, UE, mayo de 2020
- COAG Energy Council, Australian and Global Hydrogen Demand Growth Scenario Analysis, Deloitte, Australia, 2019
- Drennen, Thomas. Schoenung, Susan. Global Hydrogen Resource Analysis. Hydrogen Implementing Agreement – Sandia National Labs. Alburquerque, Nuevo México. 2014
- Energy Information Agency, Hydrogen for refineries is increasingly provided by industrial suppliers, Today in Energy. Estados Unidos, 2016.
- FCH-JU – Hydrogen Roadmap Europe: A sustainable pathway for the European energy transition, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, UE, enero de 2019
- Goldmeer, Jeffrey. Power to gas: hydrogen for power generation. GE Power, Estados Unidos, 2019
- HINICIO, LBST. Future fuel for road freight – Techno-economic and environmental performance comparison of GHG-Neutral fuels and drivetrains for heavy-duty trucks. Foundation Truck, Múnich-Bruselas-París, 2019.
- IEA, Energy Technology Perspectives 2020, IEA, 2020
- IEA, The future of hydrogen – seizing today's opportunities, IEA, Japón, 2020
- IEA, World energy model documentation, International Energy Agency. 2020
- IEA, World Energy Outlook (2018), OECD, 2018.
- IFA, Fertilizer Outlook 2019 – 2023, IFA Annual Conference, Montreal, Canadá. 2019
- México – Gobierno Federal, Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el período 2020-2030, México 2016
- Ministerio de Energía Chile, Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, Gobierno de Chile, Santiago, 2020
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), Madrid, 2020
- Moya, José. Tsiropoulos, Ioannis. Tarvydas, Dalus. Nijs, Wouter. Hydrogen use in EU decarbonization scenarios. EU Joint Research Centre. UE, 2019
- Ornoz, Brian. Piquero, Eduardo. Nota técnica – Impuesto al Carbono en México, Ciudad de México – April, 2020
- Oportunidades para las empresas estatales
Diagnóstico del hidrógeno verde como vector energético en México
- PEMEX, Anuario estadístico 2016. Petróleos Mexicanos, México, 2017

PEMEX, Anuario estadístico 2018. Petróleos Mexicanos, México, 2019

PEMEX, Suministro de hidrógeno en Refinería Francisco I. Madero, en Madero Tamaulipas– Libro Blanco 5, Pemex Corporativo Acuerdo CA-131/2018, México 2018

PEMEX, Suministro de hidrógeno en Refinería Ing. Héctor R. Lara Sosa, en Cadereyta Jiménez, Nuevo León – Libro Blanco 4, Pemex Corporativo Acuerdo CA-131/2018, México 2018

PEMEX, Suministro de hidrógeno en Refinería Miguel Hidalgo, en Tula de Allende, Hidalgo – Libro Blanco 3, Pemex Corporativo Acuerdo CA-131/2018, México 2018

Perner, Jens. Unteutsch, Michaela. Lövenich, Andrea. The future cost of electricity-based synthetic fuels. Agora, Berlín. 2018

SEMARNAT, Contribución Determinada a nivel Nacional: México - Versión actualizada 2020, Gobierno de México, 2020.

SENER, Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional – PRODESEN, Secretaría de Energía, Mexico, 2018.

SENER, Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional – PRODESEN, Secretaría de Energía, México, 2019.

SENER, Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018-2032, Secretaría de Energía, México 2018

Technical Association of the European Natural Gas Industry. (2020). Overview of test results & regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure & end use.

Yugo, Marta. Soler, Alba. A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030–2050), Concawe Review, UE, 2019

Apéndice 1 – Supuestos e insumos de modelado

Consideraciones generales

Algunas consideraciones, que se describen a continuación, se aplican a todos los sectores analizados:

Consideración	Descripción
Costos de electricidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Como el objetivo de este estudio considera el análisis de hidrógeno verde, las principales fuentes de energía consideradas son la energía solar fotovoltaica y eólica. • Los costos nivelados se calcularon utilizando proyecciones CAPEX de 320 USD/kW para fotovoltaica solar y 825 USD/kW para energía eólica para 2050.
Costo de los combustibles fósiles 	<ul style="list-style-type: none"> • Los costos futuros de los combustibles fósiles se obtuvieron del Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018 (PRODESEN). • PRODESEN 2018 incluye tres escenarios para la evolución de los costos de los combustibles fósiles: (1) Escenario bajo, (2) Escenario planificado y (3) Escenario alto. El estudio utiliza el escenario planificado para cálculos relacionados con el escenario NDC Compliance y el escenario alto para cálculos del Hydrogen Breakthrough.
Precios/impuestos sobre el carbono 	<ul style="list-style-type: none"> • Hoy en día, México tiene un impuesto (Impuesto Especial para la Producción y servicios, IEPS) para el contenido de carbono de los combustibles fósiles (excepto el gas natural). El escenario NDC Compliance proyecta hasta 2050 la tendencia creciente que ha tenido el IEPS de 2014 a 2020. El gas natural está gravado para 2030 en este escenario. • En el escenario Hydrogen Breakthrough, el IEPS sigue creciendo como de costumbre hasta 2030. De 2030 a 2050, crece más rápido, alcanzando los 60 USD/tonelada de CO₂ para 2050.
Previsión de demanda de sectores 	<ul style="list-style-type: none"> • El estudio utiliza proyecciones oficiales de SENER para los sectores disponibles: refinación, combustibles de transporte y capacidad de plantas térmicas. (Prospectiva de Petróleo Crudo y Petróleo 2018–2032, SENER, México 2018) • Para los sectores sin pronósticos oficiales publicados, este estudio vinculó las tendencias internacionales en el mercado con las características de México, como el tamaño actual del mercado, el crecimiento esperado del PIB o el tamaño del mercado de los bienes relacionados, como por ejemplo fertilizantes vinculados al amoníaco. Se describirán consideraciones específicas para cada sector en las “Tablas de consideraciones” presentadas más adelante.

Consideración	Descripción
<p data-bbox="140 322 347 385">Costo nivelado de la electricidad (LCOE)</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Sólo se calculó una proyección de costo de electricidad. Los parámetros considerados para los cálculos son “Business-as-usual”, y se utilizan para ambos escenarios de penetración de hidrógeno verde. • El LCOE para energía solar fotovoltaica se calculó utilizando la siguiente consideración: <ul style="list-style-type: none"> • CAPEX 2050: 320 USD/kWh • OPEX: 2% del CAPEX al año • Vida útil: 30 años • El LCOE para energía eólica se calculó bajo los siguientes supuestos: <ul style="list-style-type: none"> • CAPEX 2050: 825 USD/kW • OPEX: 3% de CAPEX al año • Vida útil: 30 años • Los CAPEX y OPEX para tecnologías de energía renovable se obtuvieron de los informes “Future of Wind” y “Future of Solar Photovoltaic” de IRENA (2019). Para ambas tecnologías, los CAPEX se dan como un amplio rango posible para 2050. El estudio toma valores conservadores cerca de la mitad de los rangos, estando ellos en la zona más probable de una curva de distribución.
<p data-bbox="140 913 347 976">Costo nivelado del hidrógeno (LCOH)</p> 	<p data-bbox="443 913 1098 945">Se estimaron dos escenarios para el costo nivelado de hidrógeno:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El escenario de Hydrogen Breakthrough tiene una evolución positiva de los costos de hidrógeno, siguiendo la mejor previsión de costos para la infraestructura de hidrógeno. <ul style="list-style-type: none"> • CAPEX 2050: 300 USD/kW • Eficiencia de electrólisis 2050: 48 kWh/kg H₂ • Vida útil FC 2050: 90,000 horas • El escenario NDC Compliance sigue proyecciones técnicas y económicas más conservadoras bajo consideraciones Business-as-Usual. <ul style="list-style-type: none"> • CAPEX 2050: 450 USD/kW • Eficiencia de electrólisis 2050: 50 kWh/kg H₂ • Vida útil FC 2050: 80,000 horas • Los costos de electrólisis en 2050, la mejora del rendimiento y los stack lifetimes propuestos por el estudio son valores dentro de los rangos de proyección de fuentes conservadoras como la IEA (The future of Hydrogen, 2019) y Bloomberg NEF (Green Hydrogen: Time to Scale Up, 2020)
<p data-bbox="140 1473 347 1536">Penetración de hidrógeno verde</p> 	<p data-bbox="443 1473 1375 1536">Para ambos escenarios, se calculó la penetración verde del hidrógeno teniendo en cuenta los siguientes criterios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Competitividad de costos: Se espera una mayor penetración cuando el hidrógeno llegue al punto de paridad con las tecnologías convencionales. • Disposición a la adopción de tecnología: El escenario Hydrogen Breakthrough prevé una pronta adopción del hidrógeno verde, incluso antes de la competitividad económica, debido a proyectos piloto y de demostración. • NDCs por sectores: Los sectores con los mayores objetivos de mitigación de gases de efecto invernadero adoptan hidrógeno verde y otras tecnologías de descarbonización más rápidamente. • Disponibilidad de tecnologías de hidrógeno: La capacidad de manufactura global de algunas tecnologías de hidrógeno verde sigue siendo limitada y crecerá en los próximos años. La tecnología central que se tiene en cuenta para este estudio es la electrólisis. • Contexto internacional: Adopción de hidrógeno verde por sector y su comparación sobre tecnologías verdes alternativas o de descarbonización, por ejemplo, baterías e hidro bombeo frente al hidrógeno para el almacenamiento de energía.

Refinerías

Consideración	Descripción
<p>Consideraciones comunes</p> 	<ul style="list-style-type: none"> De acuerdo con la “Prospectiva de Petróleo Crudo y Petróleo 2018-2032”, el Sistema Nacional de Refinación alcanzará su capacidad máxima para 2027, que será constante hasta 2032. La refinería Dos Bocas ya está considerada en la previsión de capacidad del Sistema Nacional de Refinación. El consumo de hidrógeno del Sistema Nacional de Refinación (ya sea gris o verde) se calculó con información reportada en el Anuario Estadístico 2016 de PEMEX y la producción de hidrógeno reportada para el mismo año en el White-book de Suministro de Hidrógeno para la Refinería de Tula (2018). Cada refinería del Sistema Nacional de Refinación puede tener diferentes volúmenes de consumo de hidrógeno dependiendo de las características del crudo que procesan. Para este estudio, se utilizó un valor medio de 0,75 kgH₂/barril de petróleo crudo, obtenido del volumen total de hidrógeno consumido en 2016, dividido por el volumen de crudo refinado en ese mismo año. De 2032 a 2050, no se agregaron refinerías adicionales al Sistema Nacional de Refinación
<p>NDC Compliance</p> 	<ul style="list-style-type: none"> El sector del petróleo y gas tiene una contribución nacional determinada (NDC) del 14%. Sin embargo, no se espera que el hidrógeno verde alcance la competitividad económica en 2050. Para 2030, el 1% del hidrógeno de las refinerías estaría cubierto por hidrógeno verde, con 48 MW de electrólisis. Teniendo en cuenta que el punto de paridad del hidrógeno verde se alcanza en 2047, la cuota de mercado del hidrógeno verde en México sería tan baja como el 10%, lo que representaría 480 MW de electrólisis.
<p>Hydrogen Breakthrough</p> 	<ul style="list-style-type: none"> En este escenario, la disposición a adoptar hidrógeno verde es más significativa, y se esperan proyectos piloto más ambiciosos. Hasta un 3% del hidrógeno gris de las refinerías sería reemplazado por hidrógeno verde. Para 2030, hasta 145 MW de electrólisis estarían destinados a producir hidrógeno verde para refinerías. El punto de paridad entre hidrógeno gris y verde se alcanza en 2038. Con 12 años de competitividad económica, el hidrógeno verde ha desarrollado un 2,4 GW de capacidad de electrólisis para 2050, reemplazando el 50% del hidrógeno gris de refinerías en México.

Amoniaco

Consideración	Descripción
<p>Consideraciones comunes</p> 	<ul style="list-style-type: none"> Se ha identificado una tendencia decreciente en la producción de amoniaco de 2010 a 2019, siendo zero en 2019. Considerando que PEMEX tiene una capacidad reportada de producción de amoniaco de 4,633 k ton NH₃/año y nuevos contratos de suministro de gas natural están siendo firmados por empresas estatales en México, se espera una recuperación en la producción de amoniaco. El estudio está asumiendo una recuperación simétrica de la producción de amoniaco de 2021 a 2030. Después de 2030, se prevé un crecimiento continuo de la producción de amoniaco para vincular la producción con la demanda nacional. De acuerdo con proyecciones internacionales de necesidades de fertilizantes (IFA, Fertilizer Outlook 2019 – 2023, Conferencia Anual de la IFA, Montreal, Canadá. 2019), la demanda nacional de amoniaco se estimó con una tasa de crecimiento del 1% anual en México. No se esperan mejoras técnicas en el proceso Haber – Bosch para la producción de amoniaco, manteniendo la misma relación de 0,176 toneladas de H₂ por tonelada de amoniaco.

Amoniaco

Consideración	Descripción
NDC Compliance 	<ul style="list-style-type: none"> El hidrógeno verde aún no es económicamente competitivo sobre el hidrógeno gris y el NDC para el sector industrial es sólo el 5% de la reducción de GEI con respecto a la línea base. No se prevé una penetración verde del hidrógeno para 2030 en este sector. Para 2050, el hidrógeno verde ha sido totalmente competitivo desde 2047. Sólo tiene un 10% de cuota de mercado en la producción de amoniaco, con 276 MW de electrólisis.
Hydrogen Breakthrough 	<ul style="list-style-type: none"> Incluso cuando el sector industrial tiene NDCs más bajos que el sector del petróleo y el gas, los pilotos de hidrógeno verde y los proyectos de demostración se desarrollarían durante esta década con hasta 85 MW de electrólisis mostrados para 2030, lo que equivale al 5% de la demanda de hidrógeno del sector en ese año, un valor realista fijado en el contexto de las hojas de ruta europeas del hidrógeno que espera, por ejemplo, que el 25% del hidrógeno industrial sea verde en España y hasta un 33% en toda la Unión Europea en el mismo año. Teniendo en cuenta que han transcurrido 12 años de paridad económica entre hidrógeno gris y verde para 2050, la capacidad instalada de electrólisis representaría el 60% del hidrógeno para la producción de amoniaco.

Combustibles sintéticos

Consideración	Descripción
Consideraciones comunes 	<ul style="list-style-type: none"> El costo nivelado de los combustibles sintéticos se calculó con la herramienta patentada de este estudio, basada en la información de Enea 2016 y LBST/Hinició 2019. LCOH es una variable de esta metodología. Se utilizaron diferentes proyecciones de LCOH para estimar el costo de los combustibles sintéticos para ambos escenarios. Para este análisis, los combustibles sintéticos se limitaban a combustibles líquidos sintéticos con pesos moleculares entre 155 (combustible para aviones) y 210 g/gmol (diésel) La distribución de costos del coste nivelado de los combustibles sintéticos tiene la siguiente evolución: <ul style="list-style-type: none"> CAPEX Power to Liquids: 33,2% (2020) – 43,5% (2050) OPEX Power to Liquids: 6,7% (2020) – 8,8% (2050) CO₂: 12,3% (2020) – 9,5% (2050) Hidrógeno: 47,3% (2020) – 37,8% (2050) Electricidad (proceso PtL): 0,5% (2020) – 0,4% (2050) Los costos de los combustibles sintéticos se comparan con los costos de los combustibles fósiles para averiguar el punto de paridad entre ellos. El hidrógeno verde es un componente significativo del costo de los combustibles sintéticos. Este estudio se centra en los combustibles para el transporte de aviación. Combustibles alternativos como el amoniaco podrían energizar el transporte marítimo y el hidrógeno puro podría alimentar los trenes,
NDC Compliance 	<ul style="list-style-type: none"> El sector transporte tiene un 18% de reducción de GEI, según la NDCs mexicana. Sin embargo, la aviación consume sólo el 7,8% de la energía del sector, mientras que el transporte terrestre consume el 89,8%. Considerando la baja contribución de la aviación a las emisiones mexicanas y la falta de competitividad económica antes de 2046: no se espera penetración de combustibles sintéticos para 2030. Para 2050, los combustibles sintéticos han sido competitivos durante 5 años, por tanto, sólo se han desarrollado 3.000 toneladas/año de capacidad de producción de combustible sintético.

Combustibles sintéticos

Consideración	Descripción
<p>Hydrogen Breakthrough</p> 	<ul style="list-style-type: none"> En este escenario, la previsión de costos favorable para los combustibles sintéticos y el agresivo aumento de costos proyectado por SENER para los combustibles fósiles líquidos (+6,6% anual): el punto de paridad se produce en 2032. Incluso cuando el Power To Liquid aún no es una tecnología madura, algunos proyectos a escala media se desarrollan antes de 2030 (40 kton Syn-fuel/año) Para 2050, la madurez tecnológica y la competitividad económica conducirían a 1200 kton syn-fuel/año de capacidad instalada.

Inyección en redes de gas

Consideración	Descripción
<p>Consideraciones comunes</p> 	<ul style="list-style-type: none"> Según la proyección de SENER de la demanda de gas natural y extrapolaciones de este estudio de las tendencias (últimos 10 años) de aumento en la demanda de esta sustancia, el mercado crecería de 8,325 MMSCFD en 2020 a 12,190 MMSCFD en 2050. Los sectores de interés en estas aplicaciones de hidrógeno son aquellos que consumen gas natural con propuestas térmicas. A medida que el hidrógeno verde se utiliza para aplicaciones térmicas, la competitividad de los costos se evalúa comparando los costos de combustible en USD/MMBTU.
<p>NDC Compliance</p> 	<ul style="list-style-type: none"> El hidrógeno verde no alcanza la competitividad económica en 2050 para este escenario. Se espera que sólo pequeños proyectos de demostración o hidrógeno verde subproducto se inyecten en las redes de gas para 2050. Para 2050, el costo del hidrógeno verde estará muy cerca del costo del gas natural. Se esperan proyectos de tamaño más significativo en una economía enfocada en la descarbonización, que podría consumir hasta 8 a 10 kton H₂/año.
<p>Hydrogen Breakthrough</p> 	<ul style="list-style-type: none"> Se espera un punto de paridad entre el hidrógeno verde y el gas natural para 2042. Para 2030, se mostrarían entre 30 y 35 MW de electrólisis para gasoductos mixtos de hidrógeno y gas natural, de acuerdo con las tendencias tecnológicas. Incluso cuando el hidrógeno verde sea económicamente competitivo sobre el gas natural para 2042, algunas tecnologías de consumo (quemadores, calderas, turbinas, etc.) estarán listas para consumir hidrógeno puro entre 2030 y 2040. A nivel internacional, se espera que sólo el 5% del hidrógeno verde se utilice en aplicaciones residenciales para 2050. De este 5%, el 95% será transportado por gasoductos dedicados y el 5% en una mezcla con gas natural Considerando esto, no se inyectarán más de 40 kton H₂/año en gasoductos a 2050.

Centrales térmicas

Consideración	Descripción
<p>Consideraciones comunes</p> 	<ul style="list-style-type: none"> La capacidad instalada por año para cada tecnología de planta térmica se obtuvo de PRODESEN 2019 (de 2020 a 2033) y fue extrapolada a 2050 de acuerdo con las tendencias observadas en los últimos 10 años (2009-2019) en el cambio tecnológico para centrales térmicas en México. Debido a su potencial para consumir hidrógeno verde y el crecimiento previsto en el despliegue, los ciclos combinados y las unidades turbogás son de interés para la adopción de hidrógeno verde. Se tienen en cuenta las simulaciones del Sistema Eléctrico Nacional del Entregable 2 de esta serie de reportes.

Consideración	Descripción
<p data-bbox="140 324 316 353">NDC Compliance</p> 	<ul data-bbox="443 324 1437 526" style="list-style-type: none"> • El gas natural se mantiene más barato que el hidrógeno para el período estudiado. Para 2050, el hidrógeno verde seguirá siendo un 30% más caro (en USD/MMBTU). • Para 2030, sólo las empresas con hidrógeno como subproducto adoptarían turbinas de hidrógeno, debido a la falta de competitividad económica del hidrógeno verde. • Para 2050, se han instalado menos de 500 MW de capacidad de electrólisis para la re-electrificación del hidrógeno en una región específica con difícil acceso a gasoductos.
<p data-bbox="140 566 288 629">Hydrogen Breakthrough</p> 	<ul data-bbox="443 566 1396 835" style="list-style-type: none"> • Para 2030, sólo se están desarrollando proyectos piloto de baja capacidad para hidrógeno verde en centrales térmicas. • Para 2042, el hidrógeno verde es tan barato como el gas natural como combustible para las plantas térmicas. • Para 2050, se habrían instalado hasta 3,2 GW de electrólisis para producir suficiente hidrógeno para alimentar el 3,5% de la capacidad de producción nacional a través de ciclos combinados y el 26% de la producción de capacidad proyectada a través de unidades turbogás.

