
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
- © Shutterstock | 250406176 página 09
- © sompong_tom | página 11
- © petrmalinak | página 19
- © juanroballo | página 25
- © petrmalinak | página 26
- © juanroballo | página 27

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

Agradecimientos especiales

Patrick Maio (*HINICIO*)

Ana Ángel (*HINICIO*)

Luis Miguel Diazgranados (*HINICIO*)

Jorge Luis Hinojosa (*HINICIO*)

Juan Antonio Gutiérrez (*HINICIO*)

Contenido

Editorial	
Agradecimientos	01
Contenido	02
Abreviaturas	03
Lista de tablas	04
Lista de figuras	05
Resumen ejecutivo	06
1. Introducción	09
2. Metodología	12
2.1. Proyecciones de LCOH para hidrógeno verde	12
2.2. Metodología para el análisis del TCO	13
2.3. Metodología para las proyecciones de la flota FCEV y la demanda de hidrógeno	15
3. Costo total de propiedad de los FCEV de carga y transporte público	16
3.1. Análisis del TCO para autobuses de transporte público	18
4. Oportunidades del hidrógeno verde para el transporte de carga y transporte público	21
4.1. Flota proyectada de camiones de carga y autobuses de transporte público	21
4.2. Electrificación proyectada de la flota de carga y transporte público	22
4.3. Participación proyectada de BEV vs FCEV	23
4.4. Flota FCEV para transporte público y de carga	23
4.5. Demanda de hidrógeno para transporte público y de carga	25
4.6. Infraestructura de hidrógeno necesaria	26
5. Conclusiones	27
Bibliografía	28
Apéndice 1 – Suposiciones e insumos de modelado	29

Abreviaturas

BAU	Business-as-Usual
BEV	Vehículo eléctrico de batería
CAGR	Tasa de crecimiento anual compuesta
CAPEX	Gastos de capital
FC	Celda de combustible
FCEV	Vehículo eléctrico de celda de combustible
FCH JU	Empresa conjunta para Celdas de combustible e hidrógeno
GEI	Emisiones de gases de efecto invernadero
H35	Hidrógeno comprimido a una presión de 350 Bar, suministrado en HRS
HRS	Estación de reabastecimiento de hidrógeno
ICEV	Vehículo motor de combustión interna
IMCO	Instituto Mexicano para la Competitividad, A.C.
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
ITDP	Instituto de Políticas de Transporte y Desarrollo
KTON	Kilotón, mil toneladas métricas
LCOE	Costo nivelado de energía
LCOH	Costo nivelado del hidrógeno
MW	Megavatio
NDC	Contribuciones determinadas a nivel nacional
OEM	Fabricante de equipos originales
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
SEMOVI	Secretaría de Movilidad de la Ciudad de México
SENER	Secretaría de Energía
SCT	Secretaría de Comunicaciones y Transportes
SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
TCO	Costo total de propiedad
WRI	World Resources Institute

Lista de tablas

Tabla 1.	Demanda de hidrógeno anual, capacidad de electrólisis acumulada, y valor de mercado de hidrógeno por año para el transporte público y de carga.	08
Tabla 3-1.	Ficha técnica de ICEV, BEV y FCEV de los autobuses de pasajeros.	16
Tabla 3-2.	Ficha técnica para ICEV, BEV y FCEV de los camiones de carga de servicio pesado.	18
Tabla 4-1.	Se comprometieron reducciones de GEI para el sector del transporte eléctrico alineado con el NDC de México y se sugirió tarifas de electrificación para el transporte público y de carga para cumplirla.	23
Tabla 4-2.	Tamaño proyectado de la flota FCEV para autobuses de transporte público y camiones pesados.	25
Tabla 5-1.	Demanda de hidrógeno anual, capacidad de electrólisis acumulada, y valor de mercado de hidrógeno por año para el transporte público y de carga.	27

Lista de figuras

Figura 1.	Curvas del costo de la energía de diésel, electricidad y H35 verde (izquierda); curvas de TCO para autobuses de transporte público diésel, eléctricos de batería y FCEV (centro); y para camiones de carga pesada (derecha).	06
Figura 2.	Curvas de TCO ¹ para ICEV, BEV y FCEV para autobuses de transporte público (izquierda), camiones de carga (centro), y costo de diésel frente a syn-fuels (derecha).	07
Figura 3.	Desglose del TCO para Camiones de carga pesada en 2030 y 2050.	07
Figura 4.	Flota proyectada de autobuses de transporte público y camiones de carga FCEV en México (área apilada).	08
Figura 1-1.	Comparación de vehículos eléctricos y de celda de combustible (Inicio, 2020).	10
Figura 1-2.	Pérdida de capacidad de carga por el sistema de almacenamiento de energía para BEV (izquierda) y FCEV (derecha). Inicio, 2020.	10
Figura 1-3.	Eficiencia Tank-to-Wheel Efficiency de vehículos ligeros BEV, FCEV, ICEV y CNG.	11
Figura 2-1.	Proceso metodológico para proyectar el tamaño de las flotas FCEV y de la demanda de hidrógeno verde.	12
Figura 2-2.	Cadena de valor para la producción de hidrógeno en el HRS.	13
Figura 2-3.	LCOH proyectado para hidrógeno verde en 2020-2050, para hidrógeno en la salida del electrolizador y H ₂ comprimido suministrado en HRS a 350 bar (H35).	13
Figura 2-4.	Costos proyectados de electricidad y diesel en México. Fuente: SENER, Inicio.	14
Figura 2-5.	Proyecciones de costos por contenido energético de diésel, electricidad e hidrógeno a 350 bar.	15
Figura 3-1.	Desglose de TCO por componente de costos para los buses de transporte público ICEV, BEV y FCEV en 2030.	17
Figura 3-2.	Desglose de TCO por componente de costo para los autobuses de transporte público ICEV, BEV y FCEV en 2050.	17
Figura 3-3.	Desglose de TCO por componente de costo para camiones de carga de larga distancia ICEV, BEV y FCEV en 2030.	19
Figura 3-4.	Desglose de TCO por componente de costo para camiones de carga para larga distancias ICEV, BEV y FCEV en 2050.	20
Figura 3-5.	Comparación proyectada de TCO de ICEV, BEV y FCEV en México para autobuses de pasajeros (por pasajero, por distancia) y camiones pesados (por peso transportado, por distancia) para 2020-2050.	20
Figura 4-1.	Tasa de motorización proyectada en México 2020-2050.	21
Figura 4-2.	Número proyectado de autobuses de transporte público y camiones de carga en México en 2020-2050. Fuente: Proyección Inicio, con base en datos del INEGI y SCT.	22
Figura 4-3.	Flota proyectada de autobuses públicos de pasajeros para BEV y FCEV en México 2020-2050.	24
Figura 4-4.	Flota proyectada de camiones de carga eléctrica para BEV y FCEV en México en 2020-2050.	24
Figura 4-5.	Número proyectado de estaciones de reabastecimiento de hidrógeno H35 para transporte público y transporte de carga pesada FCEV en México en 2030-2050.	26

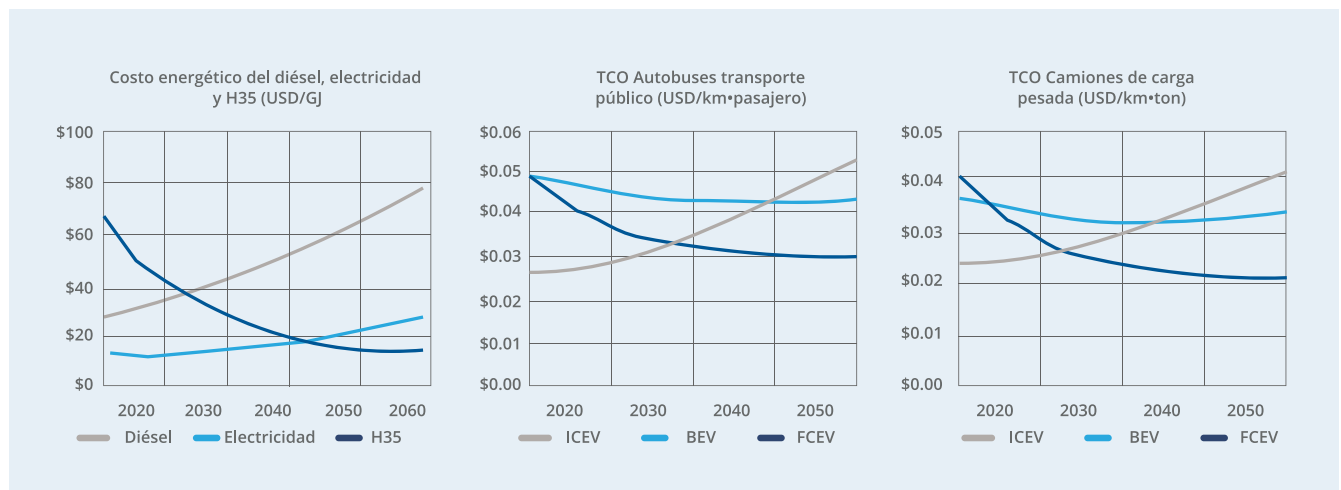
Resumen ejecutivo

En México, el sector del transporte es el mayor emisor de Gases de Efecto Invernadero (GEI), representando alrededor de una cuarta parte de las emisiones nacionales. La electrificación de la flota de vehículos es una de las medidas a cumplir con la NDC¹ para reducir el 19% de las emisiones del sector para 2030. Los camiones y autobuses pesados de celdas de combustible de hidrógeno podrían representar una alternativa sin emisiones de carbono altamente prometedora, especialmente para el segmento de carga de larga distancia y en el transporte público, con medio millón de unidades en las carreteras de México para 2050, y un mercado de combustible de hidrógeno con valor de 3.6 mil millones de dólares por año. Este informe se centra en dos aplicaciones del hidrógeno en vehículos pesados con un gran potencial para el despliegue de nuevas flotas y la descarbonización: los autobuses de transporte público y el transporte de mercancías de larga distancia.

Los vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV) almacenan energía en forma de hidrógeno y la utilizan para generar electricidad en una celda de combustible que a su vez alimenta a un sistema de propulsión eléctrico para impulsar el vehículo. Si son suministrados con hidrógeno verde, los FCEV ofrecen una alternativa de transporte de cero emisiones. Los FCEV se están posicionando frente a los vehículos eléctricos de baterías (BEV) para la movilidad

eléctrica en los segmentos donde el largo alcance y el reabastecimiento de combustible rápido son críticos, como los autobuses y los camiones de carga. Los camiones y autobuses pesados de celda de combustible de hidrógeno podrían presentar una alternativa muy prometedora de cero emisiones de carbono, especialmente para el segmento de larga distancia y en el transporte público.

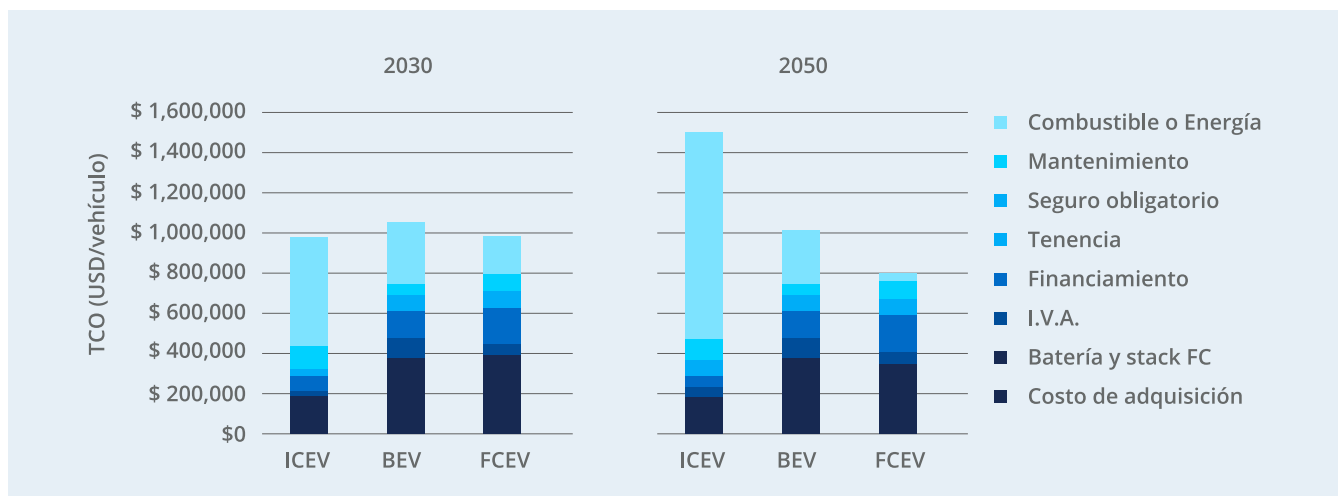
Figura 1. Curvas del costo de la energía de diésel, electricidad y H35 verde (izquierda); curvas de TCO para autobuses de transporte público diésel, eléctricos de batería y FCEV (centro); y para camiones de carga pesada (derecha).



Un análisis de costo total de propiedad (TCO) integra todos los costos para el propietario a lo largo de la vida útil del vehículo y proporciona una base para comparar el costo de diferentes tecnologías de vehículos para un uso en particular. El análisis de TCO muestra que los FCEV alcanzarán la paridad de costos con los BEV y los vehículos de motor de combustión interna (ICEV) antes de 2030 tanto para el transporte público como para el de carga.

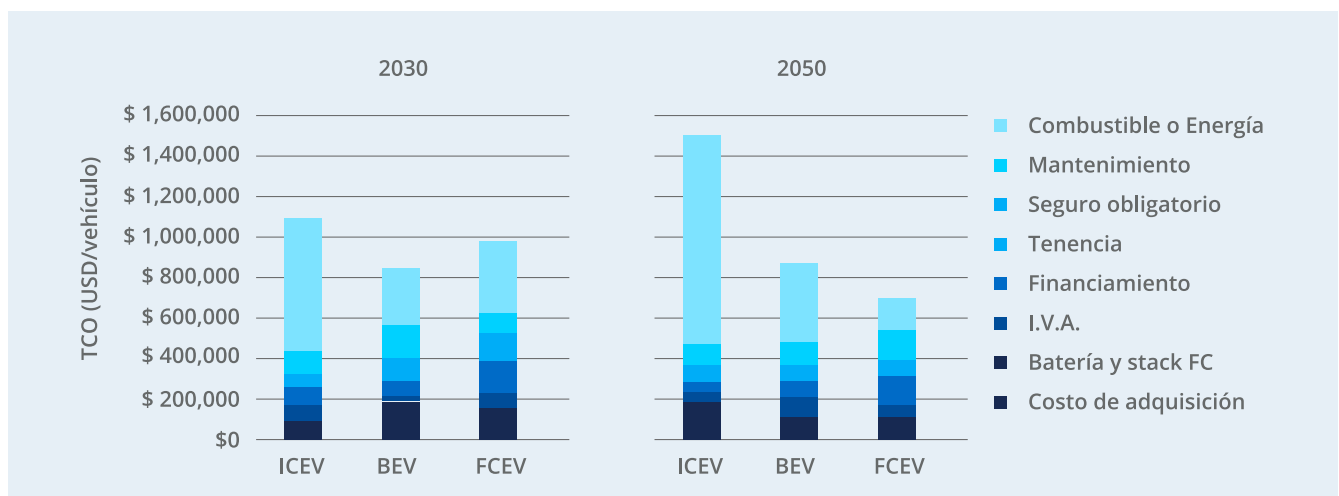
¹ NDC: Contribución Determinada a Nivel Nacional de México para reducir las emisiones de GEI y cumplir con el Acuerdo de París.

Figura 2. Curvas de TCO¹ para ICEV, BEV y FCEV para autobuses de transporte público (izquierda), camiones de carga (centro), y costo de diésel frente a syn-fuels (derecha).



El desglose del TCO muestra que el mayor componente de costos para los ICEV tanto en 2030 como en 2050 corresponde al combustible (energía), siendo considerablemente más alto que para los BEV y FCEV incluso antes de 2030. Los costos de adquisición siguen siendo los componentes de TCO más altos tanto para los BEV como para los FCEV, y los costos disminuyen a medida que la tecnología se extiende hacia 2050.

Figura 3. Desglose del TCO para Camiones de carga pesada en 2030 y 2050.

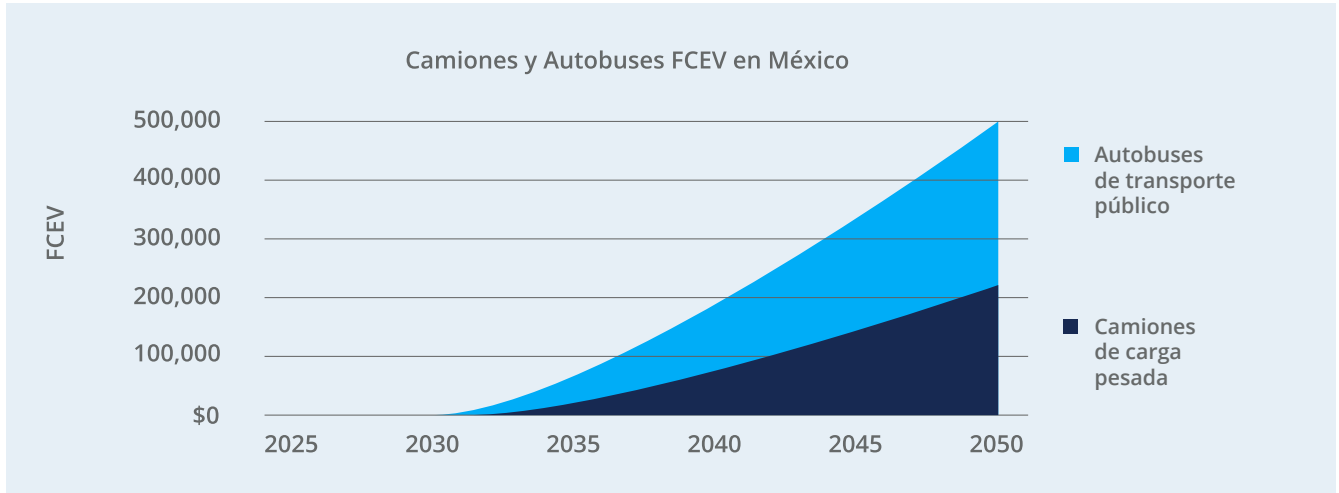


La demanda conjunta de hidrógeno verde proyectada para autobuses y camiones de transporte público en México es de 13 kilotonnes de H₂ por año en 2030, aumentando a un ritmo exponencial a alrededor de 550 kilotoneladas de H₂ por año en 2040, y triplicándose en la década siguiente para alcanzar 1,780 kilotoneladas de H₂ por año en 2050. La capacidad de electrólisis proyectada alcanzará cerca de 150 MW en 2030, crecerá más de veinte veces en la siguiente década a 6,200 MW en 2040 y alcanzará casi 19,500 MW en 2050.

Se proyecta que el valor de mercado del hidrógeno comprimido (H35) suministrado en las estaciones de recarga de hidrógeno (HRS) sea de más de 50 millones de dólares para 2030 y aumente bruscamente a 1.6 mil millones de dólares en 2040 y 3.6 mil millones de dólares para 2050².

² El valor de mercado se estima en función del costo de suministrar hidrógeno H35 en HRS. Sin embargo, los precios finales para el cliente podrían aumentar en cantidades inciertas pero variables debido a factores como los márgenes de beneficio de los proveedores, lo que resulta en mercados de suministro de hidrógeno más grandes.

Figura 4. Flota proyectada de autobuses de transporte público y camiones de carga FCEV en México.



La proporción de la demanda de hidrógeno y la correspondiente capacidad de electrólisis y valor de mercado es de alrededor del 40% para los autobuses de transporte público y del 60% para los camiones pesados de 2030 a 2040 y pasa a alrededor de un tercio al público y dos tercios al transporte de carga en 2050.

Tabla 1. Demanda de hidrógeno anual, capacidad de electrólisis acumulada, y valor de mercado de hidrógeno por año para el transporte público y de carga.

Año	Demanda H ₂ (ktonH ₂ /año)			Capacidad de electrólisis (MW)			Tamaño del mercado H ₂ (MUSD)		
	Transporte público	Transporte de carga	TOTAL	Transporte público	Transporte de carga	TOTAL	Transporte público	Transporte de carga	TOTAL
2030	5	8	13	56	91	147	20	33	54
2040	212	342	554	2,374	3,827	6,201	623	1,003	1,626
2050	587	1,190	1,777	6,433	13,039	19,471	1,194	2,419	3,613

Los valores proyectados del mercado del hidrógeno sólo consideran su producción y suministro, mientras que también se crearán grandes mercados complementarios para su acondicionamiento, transporte, y suministro en estaciones de reabastecimiento, y la producción nacional o importación de FCEV, componentes, servicios de mantenimiento dedicados, entre otros. Se proyecta que la infraestructura de recarga de hidrógeno crecerá a medida que lo haga la demanda de FCEV, requiriendo un número creciente de HRS empezando con 14 en 2030, creciendo a 340 en 2040 y casi 450 en 2050.



1. Introducción

El despliegue a gran escala de vehículos de cero emisiones se considera vital para cumplir los objetivos climáticos a nivel mundial. Los camiones y autobuses pesados de celda de combustible e hidrógeno podrían representar una alternativa de carbono cero altamente prometedora, especialmente para el segmento de carga de larga distancia y en el transporte público. La adopción a gran escala podría ser una ficha clave para cumplir los requisitos operativos del transporte por carretera de servicio pesado en términos de capacidad de carga útil y tiempo de reabastecimiento de combustible para establecer un sistema de transporte pesado más sostenible.

Si bien es un facilitador de la economía mundial y del transporte urbano, especialmente en las grandes ciudades, el segmento de transporte pesado también es responsable de una cantidad considerable de emisiones de GEI, lo que hace que su descarbonización sea una prioridad para cumplir con los objetivos climáticos y reducir la contaminación del aire en las ciudades.

En Europa, por ejemplo, el Acuerdo Verde de la Unión Europea tiene como objetivo que esta región alcance la neutralidad del carbono para 2050 y pide a la industria del transporte y la logística que reduzca las emisiones de GEI en un 90 % a mediados de siglo. El papel que podrían desempeñar los vehículos de cero emisiones es significativo dado que más de tres cuartas partes del transporte de carga actual depende del transporte por carretera.

En México, el sector del transporte es el mayor emisor de GEI que representa alrededor de una cuarta parte de las emisiones nacionales. La electrificación de la flota de vehículos y el aumento de la eficiencia de los sistemas de transporte público son algunas de las medidas para cumplir el objetivo establecido de reducir el 19% de las emisiones del sector para 2030 en comparación con la línea de base BAU³.

El segmento del transporte pesado es crucial para la economía mexicana. Datos del INECC para 2015 revelan que el transporte de camiones federal es un importante generador de empleos que registró 1.8 millones de empleos directos en todo el país. Además, el transporte de camiones en México moviliza el 82% de la carga terrestre y el 56% de la carga nacional, así como el 97% de los pasajeros del transporte público. En conjunto, el transporte de camiones federal participa con el 5.9% del Producto Interno Bruto total en México⁴.

El transporte público desempeña un papel importante en los medios de vida y las economías de las ciudades y una oportunidad para los vehículos propulsados por

hidrógeno para la descarbonización y la reducción de la contaminación del aire. En la Ciudad de México, por ejemplo, alrededor de la mitad del transporte individual se realiza en el sistema de transporte público, de los cuales el 14% está cubierto por autobuses suburbanos y el sistema Metrobús⁵, ambos con potencial para la adopción de tecnologías de cero emisiones.

Tecnología de celdas de combustible e hidrógeno

Desde el punto de vista tecnológico, los vehículos de celda de combustible de hidrógeno son vehículos eléctricos (EV), por lo tanto, comúnmente conocidos como vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV). Los FCEV almacenan energía en forma de hidrógeno, usándolo como vector energético, y lo emplean para generar electricidad utilizando una celda de combustible, lo que a su vez alimenta un tren motriz eléctrico para impulsar el vehículo. Si son suministrados con hidrógeno verde utilizando electricidad renovable, proporcionan una alternativa de transporte de cero emisiones, teniendo al vapor de agua como único gas de escape. Esto da lugar a una tendencia a comparar a los FCEV con vehículos eléctricos con baterías (BEV) como alternativas para la electrificación y descarbonización del transporte por carretera.

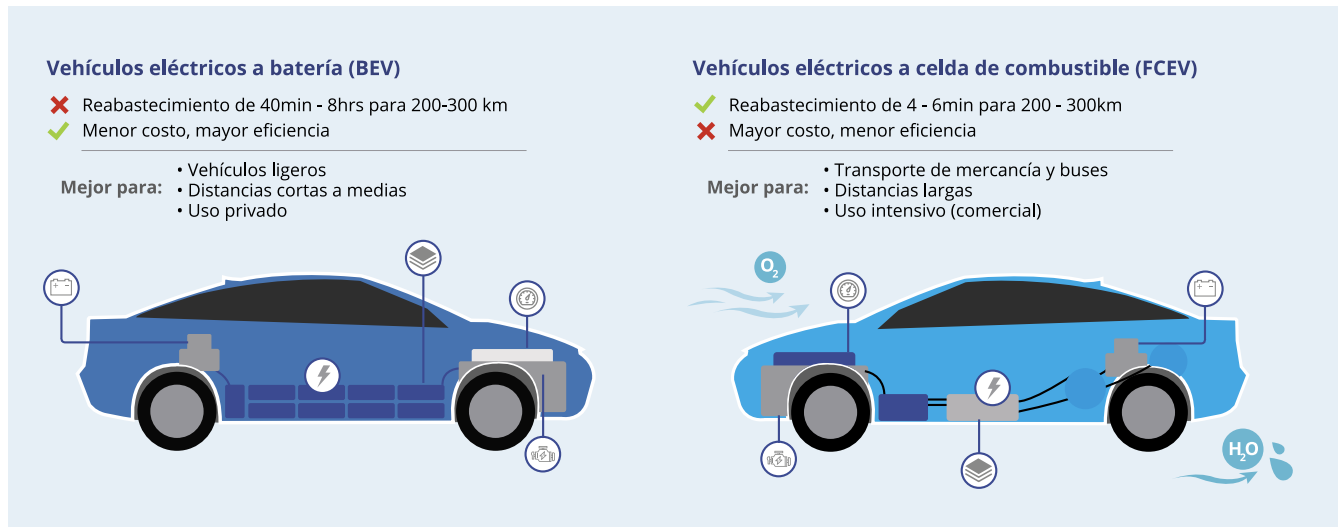


³ SEMARNAT, Las Contribuciones Determinadas a nivel nacional de México – 2020.

⁴ INECC, Ruta Tecnológica NDC en el Sector Transporte, 2015.

⁵ SEMOVI, Plan Estratégico de Movilidad de la Ciudad de México 2019. México 2019.

Figura 1-1. Comparación de vehículos eléctricos y de celda de combustible (Inicio, 2020)



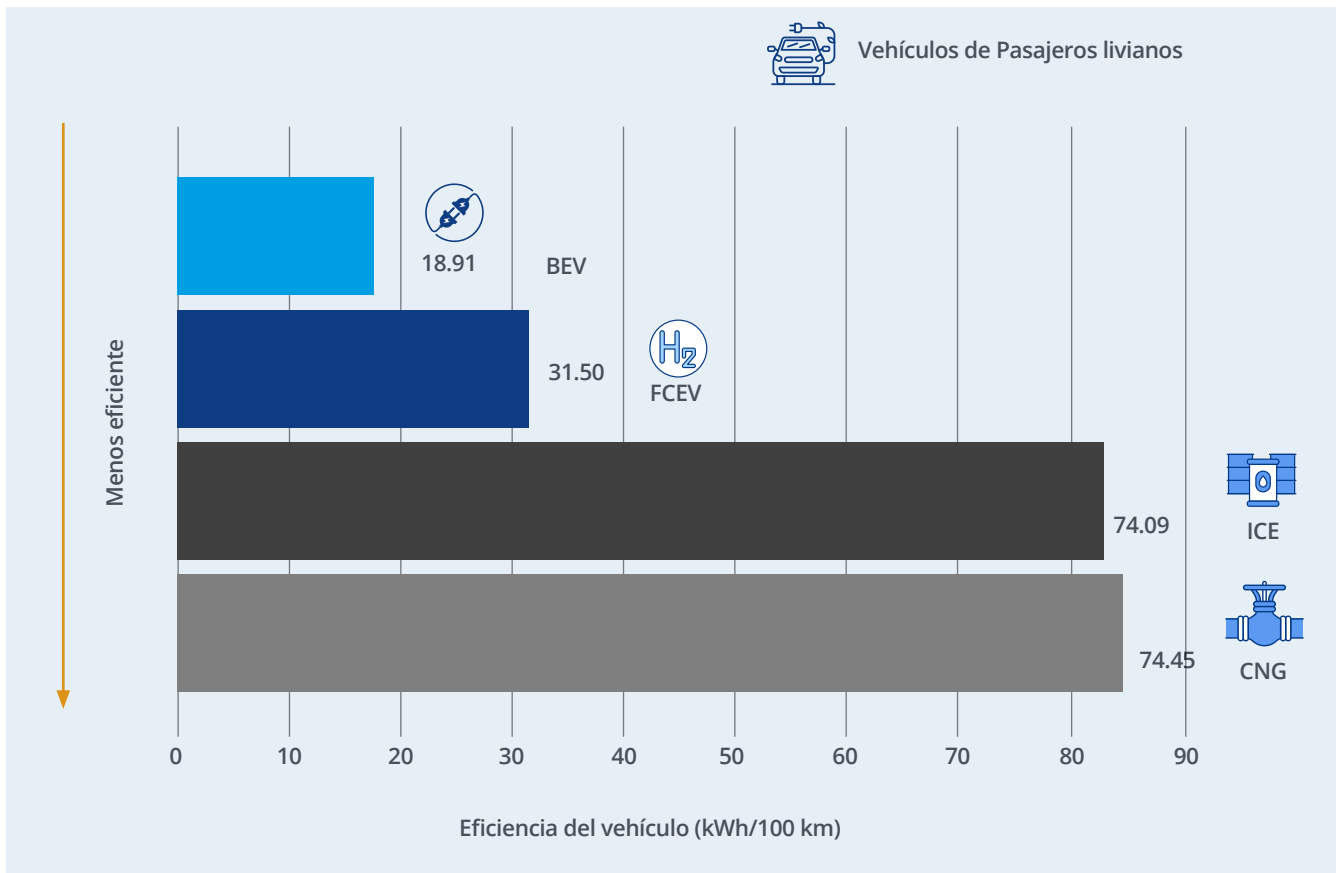
Los FCEV se están posicionando contra los de baterías para la movilidad eléctrica en los segmentos donde el reabastecimiento de combustible rápido y de largo alcance es crítico, como autobuses y camiones de carga, presentando tiempos de reabastecimiento similares a los vehículos de motor de combustión interna (ICEV) convencionales. El hidrógeno tiene una densidad de energía muy alta, almacenando más energía por kilogramo de sistema de almacenamiento que otras tecnologías como las baterías. Esta es una ventaja crítica para el segmento de transporte pesado porque

los FCEV pueden llevar más pasajeros o más carga útil por el mismo peso total que un vehículo BEV. Una mayor densidad energética del combustible también se traduce en autonomías más altas. Los FCEV en todos los segmentos de transporte tienen autonomías similares a los (ICEV), con una pérdida de capacidad de carga respecto a los ICEV inferior al 10%, mientras que los BEV típicamente pueden perder un tercio de su capacidad de transporte de carga por su sistema de almacenamiento de energía.

Figura 1-2. Pérdida de capacidad de carga por el sistema de almacenamiento de energía para BEV (izquierda) y FCEV (derecha).



Esto hace que los FCEV sean especialmente competitivos para el transporte de pasajeros a distancia, la logística de carga regional y nacional, y las operaciones con requisitos intensivos.

Figura 1-3. Eficiencia Tank-to-Wheel Efficiency⁶ de vehículos ligeros BEV, FCEV, ICEV y CNG⁷.

Hoy en día las tecnologías FCEV todavía están en una fase de demostración comercial temprana, dependiendo de un despliegue más amplio tanto de vehículos como de la infraestructura de reabastecimiento de hidrógeno. Sin embargo, se espera que los proyectos de prueba y demostración, así como las empresas de FCEV, contribuyan a una fuerte reducción de costos de las tecnologías en esta década y permitan que los FCEV sean económicamente competitivos para 2030⁸.

Este informe se centrará en dos áreas de aplicación del hidrógeno en vehículos pesados con un gran potencial para el despliegue de nuevas flotas y descarbonización: autobuses de transporte público y transporte de carga de larga distancia. Se presenta un análisis del TCO para FCEV en estos segmentos en comparación con los BEV y los ICEV propulsados por combustibles fósiles. Se hicieron proyecciones para estimar el tamaño de las flotas de vehículos propulsados por hidrógeno, la demanda de hidrógeno y el tamaño del mercado para el transporte público y de carga hacia 2030 y 2050 en México.



⁶. Eficiencia Tank-to-Wheel considera la eficiencia de la conversión de energía almacenada en el combustible al movimiento del vehículo.

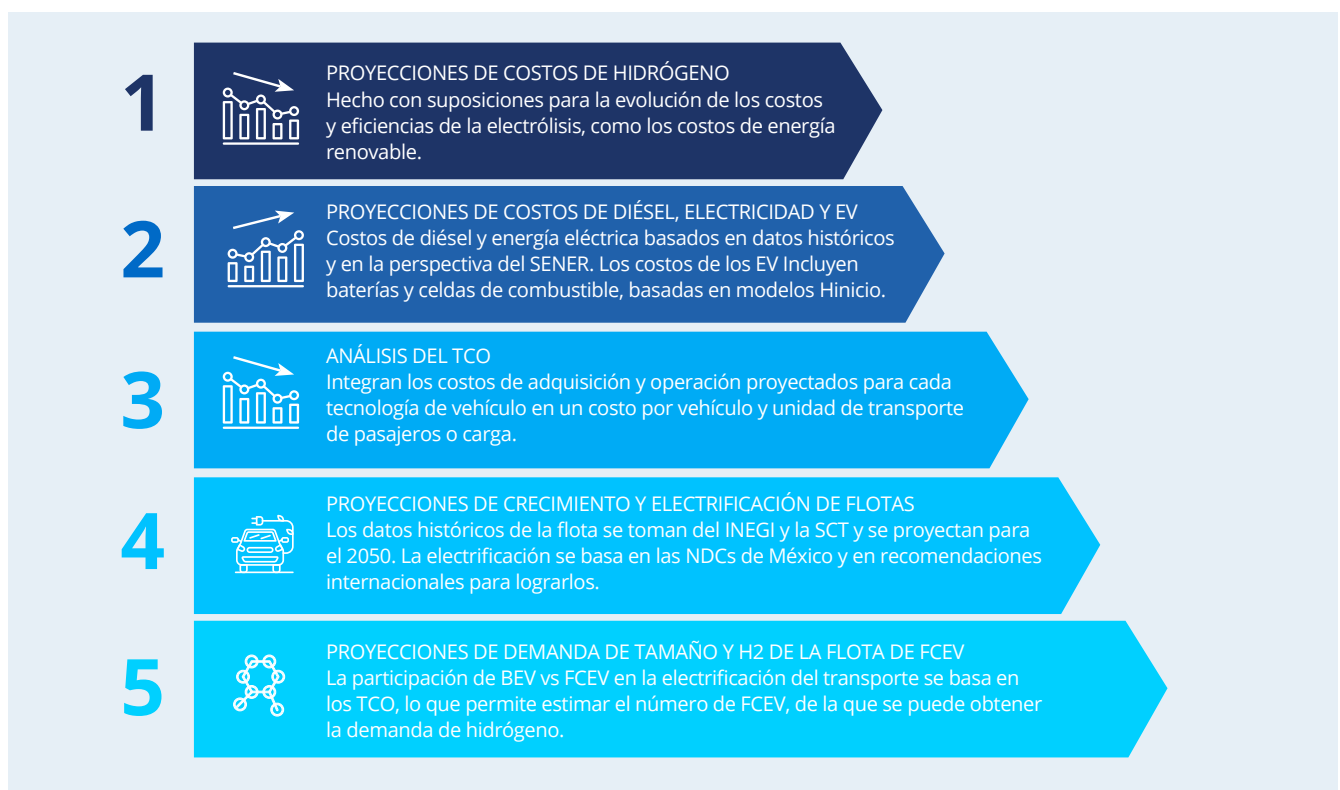
⁷. CNG: Gas natural comprimido.

⁸. FCH JU Estudio sobre celdas de combustible: Camiones de hidrógeno. UE, 2020.

2. Metodología

Se desarrollaron proyecciones de demanda de hidrógeno verde y análisis económicos para visualizar las oportunidades en los sectores de transporte público y de carga pesada en México hasta 2050. La metodología seguida en este informe se divide en dos etapas principales que parten del análisis del Costo Total de Propiedad (TCO) y proyecciones de las flotas de vehículos impulsados por hidrógeno y su demanda de hidrógeno para cada aplicación hacia 2050. El análisis del TCO proporciona una base para comparar el costo de diferentes tecnologías de vehículos para un uso particular, y sus resultados son un insumo para la flota FCEV y proyecciones de demanda de hidrógeno. El proceso general se describe en la Figura 2-1.

Figura 2-1. Proceso metodológico para proyectar el tamaño de las flotas FCEV y de la demanda de hidrógeno verde.



2.1. Proyecciones de LCOH para hidrógeno verde

Las proyecciones de costos para hidrógeno verde se hicieron utilizando modelos de Hinicio para LCOH y se adaptaron al contexto mexicano. Los modelos consideran factores tecnológicos como los costos de electrólisis, la eficiencia, el consumo de agua y la vida útil; así como características específicas del país, como el recurso 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. Los supuestos para las proyecciones de costos de hidrógeno verde consideran un escenario favorable para el

desarrollo de tecnologías de hidrógeno y el despliegue de su infraestructura, siguiendo las proyecciones del Hydrogen Council y son las mismas que las utilizadas en el escenario de Avance del Hidrógeno en los tomos “3 – Oportunidades para las empresas productivas del estado PEMEX y CFE” y “4 – Oportunidades para el sector privado” de este estudio¹⁰, sobre oportunidades para las empresas estatales y el sector privado respectivamente. Los LCOH considerados son un valor de referencia para el hidrógeno verde producido en México y para el hidrógeno comprimido a una presión de 350 Bar (H35) que es como se suministra en las HRS.

⁹. El cálculo del costo total de propiedad considera los gastos durante la vida útil de los vehículos. Los gastos se clasifican en cuatro categorías: coste de adquisición (CAPEX), costos medios de mantenimiento preventivo y correctivo (OPEX), impuestos de propiedad, pólizas de seguro obligatorios y gastos de financiación (administrativos) y consumo de energía (combustibles fósiles, electricidad o hidrógeno). El TCO es la suma de todos los gastos en valor presente neto.

¹⁰. 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 para fomentar la transición energética.

Figura 2-2. Cadena de valor para la producción de hidrógeno en el HRS.

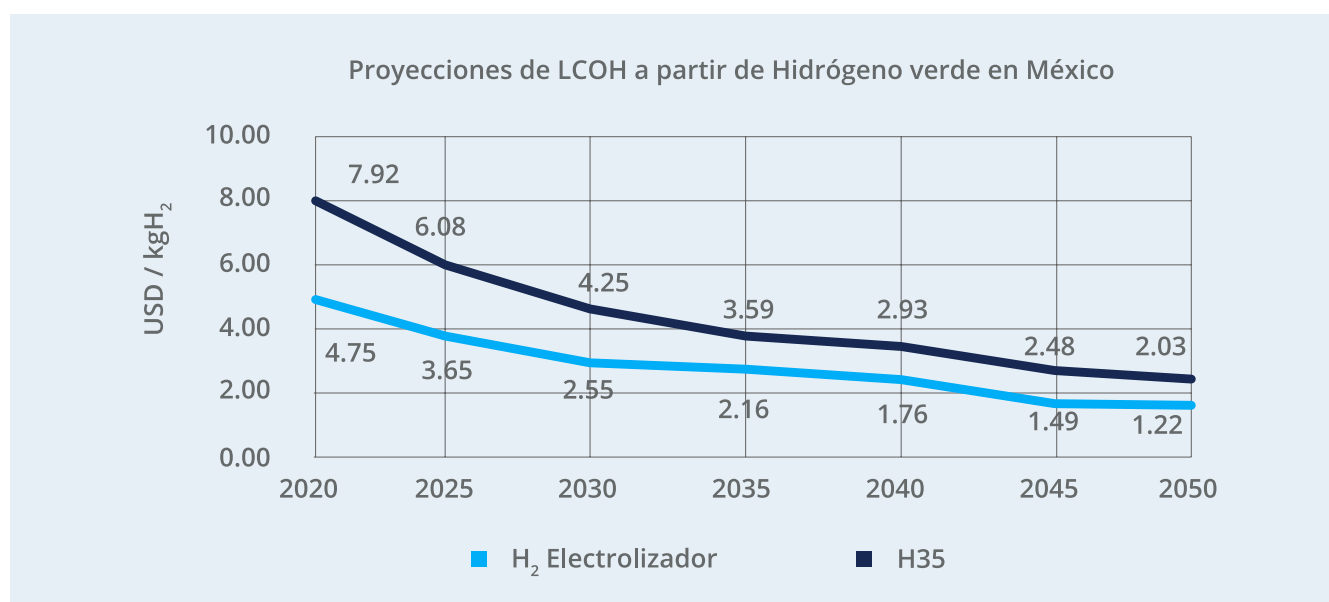


El costo del H35 aumenta en dos tercios en relación con el costo del hidrógeno producido a la salida del electrolizador, atribuido a su compresión, transporte, almacenamiento y suministro en el HRS, como se muestra en la Figura 2-2.

Los LCOH promedio a nivel nacional proyectados para hidrógeno verde en la salida del electrolizador comienzan en 4.75 USD/kg en 2021 y disminuyen rápidamente a

medida que los costos de la tecnología disminuyen para la energía renovable y la electrólisis a medida que ganan escala con amplios despliegues ya comprometidos en todo el mundo. El LCOH promedio proyectado para México en 2050 es de 1.22 USD/kg. Los costos de H35 son proporcionales al LCOH y pasan de 7.92 USD/kg en 2020 a 4.25 USD/kg en 2030 y 2.03 kg/USD en 2050 como se muestra en la Figura 2-3.

Figura 2-3. LCOH proyectado para hidrógeno verde en 2020-2050, para hidrógeno en la salida del electrolizador y H₂ comprimido suministrado en HRS a 350 bar (H35).



2.2. Metodología para el análisis del TCO

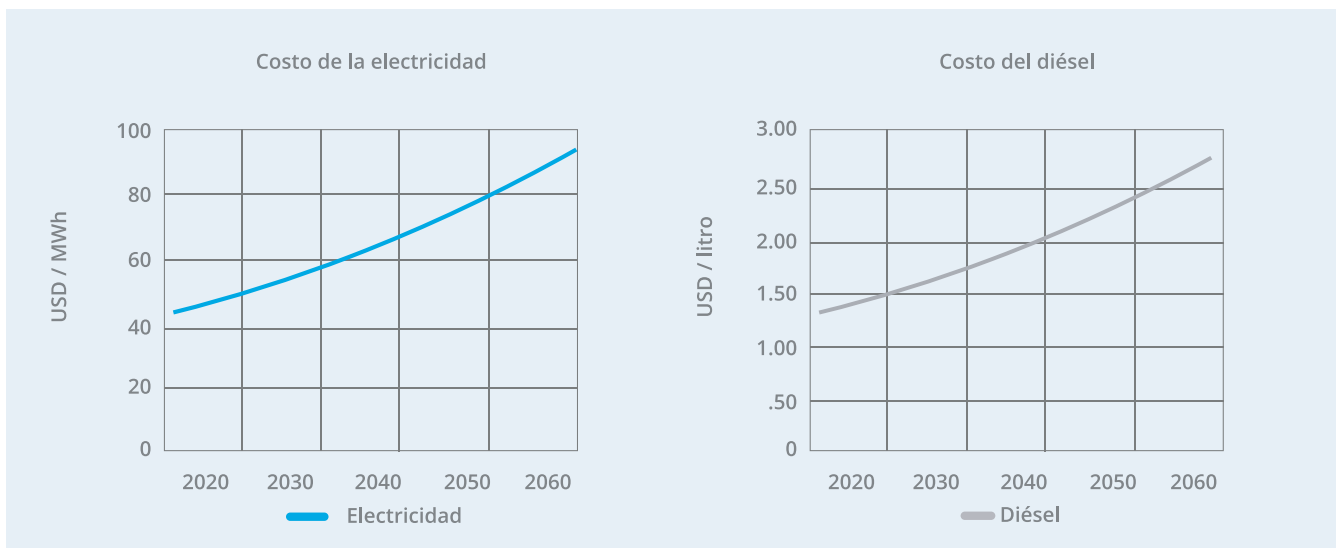
Para proporcionar una comparación completa de costos entre las tecnologías para el transporte pesado, el TCO se calculó para camiones diésel de combustión interna convencional, camiones con batería eléctrica y con celda de combustible de hidrógeno. El TCO integra todos los costos para el propietario a lo largo de la vida útil del vehículo. Para ello, se prevé que una serie de variables obtengan una medida consolidada de comparación económica entre los vehículos con combustibles fósiles, eléctricos con baterías e impulsados por hidrógeno, normalizados a un TCO en dólares por unidad de vehículo o por pasajero o carga por distancia transportada, teniendo en cuenta la igualdad de vida útil y regímenes de operación para una evaluación directa.

Las variables relacionadas con el vehículo consideradas para el análisis de TCO incluyen el costo inicial (CAPEX) para la unidad, su alcance, eficiencia de combustible, capacidad de tren motriz, capacidad y vida útil para unidades de almacenamiento de energía (para BEV y FCEV) y las celdas de combustible (FCEV); capacidades operativas tales como la carga o la capacidad de pasajeros para el transporte de carga y transporte público, respectivamente; y los costos operativos, incluyendo el reemplazo de celdas de baterías y celdas de combustible —cuando corresponda—, la propiedad, el mantenimiento y los costos de combustible (OPEX). Se considera la misma vida útil, la distancia recorrida por año, y los esquemas de financiamiento y seguros para todas las tecnologías¹¹ y se ajustaron a los requisitos de flete o transporte público. Se considera que BEV y FCEV están exentos de los impuestos de importación del 20% aplicados a los autobuses y camiones ICEV, según se publicó en un decreto oficial en septiembre de 2020¹².

Las proyecciones están hechas para la evolución del costo de las baterías, celdas de combustible, eficiencia de las celdas de combustible y los costos totales correspondientes del vehículo para las tres tecnologías. Además, se obtienen proyecciones de costos para el diésel y el hidrógeno (LCOH), así como para la electricidad renovable para abastecer los BEV, y los impuestos al carbono que afectan positivamente a la competitividad de las tecnologías eléctricas.

Tanto para las aplicaciones como para las tres tecnologías se consideraron las características de los vehículos disponibles comercialmente para el análisis. Proyecciones de costos de energía y tecnologías EV. Los precios previstos para la electricidad y el diésel se toman del escenario de planificación de las perspectivas del sector energético 2018–2032 de SENER y se extrapolan a 2060 para proporcionar el insumo de combustible para calcular el TCO de los vehículos adquiridos de 2020 a 2050, que tienen una vida útil de 10 años, como se muestra en la Figura 2-4.

Figura 2-4. Costos proyectados de electricidad y diésel en México. Fuente: SENER, Inicio

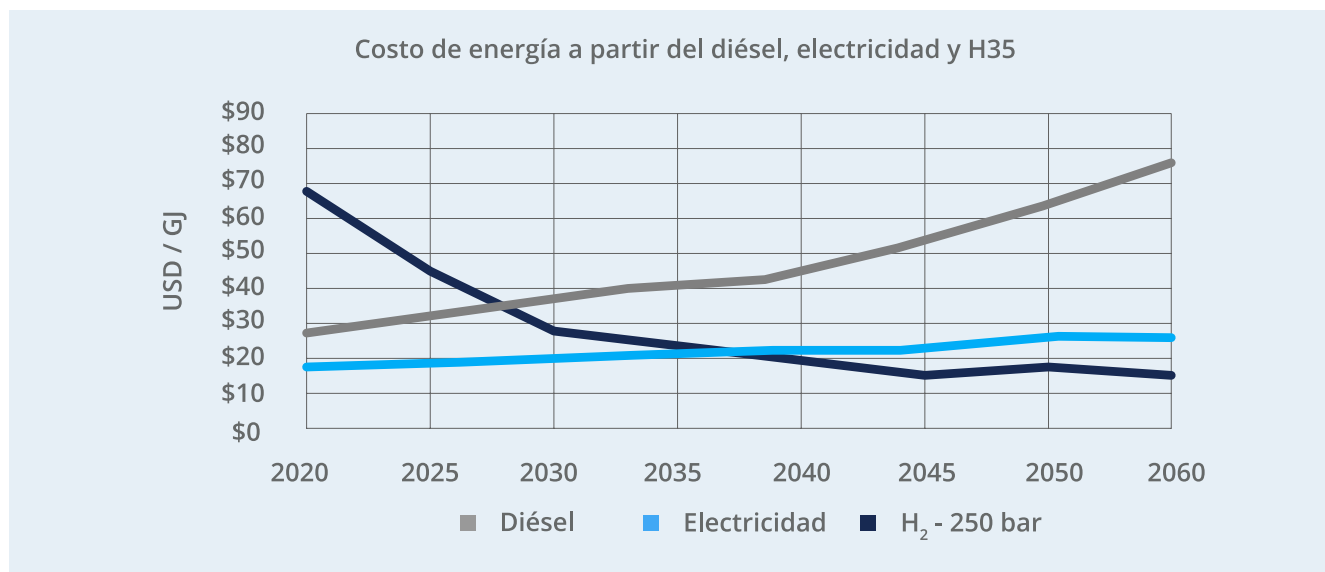


Al comparar el costo por energía por cada fuente, el hidrógeno alcanza la paridad de costos con el diésel en 2030 y con la electricidad en 2044, como en la Figura 2-5. Se supone que la fuente de energía para producir hidrógeno verde proviene directamente de instalaciones renovable con un bajo costo nivelado de electricidad (LCOE), que es inferior al costo de la electricidad suministrada por la red, lo que permite que el H35 sea más barato que la utilizada para cargar BEV.

¹¹ Condiciones de financiamiento de Tasa de interés anual del 16%, periodo de 60 meses para autobuses y 84 meses para camiones. Costo del seguro obligatorio del 0.39% del vehículo para Autobuses y 0.98% para camiones.

¹² Diario Oficial de la Federación: Decreto por el que se modifica la Tarifa de la Ley de los Impuestos Generales de Importación y de Exportación, 03/09/2020.

Figura 2-5. Proyecciones de costos por contenido energético de diésel, electricidad e hidrógeno a 350 bar.



En cuanto a la tecnología EV y siguiendo los modelos de Inicio, se prevé que los costos de las celdas de combustible disminuyan un 40% entre 2020 y 2050 y muestren un aumento de la eficiencia de entre el 25% y el 35%.

Tanto para los autobuses de transporte público como para los camiones pesados de larga distancia, se prevé que el precio del ICEV se mantenga constante hacia el 2050, mientras que para el BEV y el FCEV, se esperan reducciones de alrededor del 20% y el 30%, respectivamente.

2.3. Metodología para las proyecciones de la flota FCEV y la demanda de hidrógeno

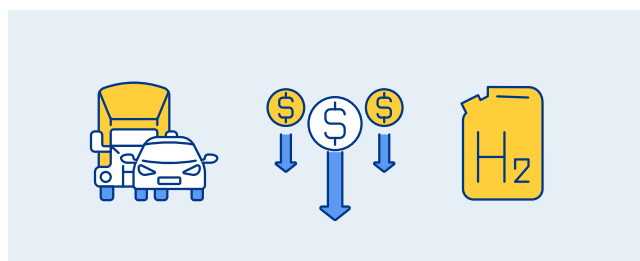
Para proyectar el tamaño de la flota FCEV para cada aplicación y su demanda y mercado de hidrógeno verde, se siguen cinco pasos principales:

- I. Recolección de datos sobre flota histórica de vehículos en México de SCT e INEGI.
- II. Proyecciones de crecimiento de la flota basadas en proyecciones de PIB per cápita y tasa de motorización en México, así como la proporción de autobuses de transporte público y camiones de carga de servicio pesado dentro de esas flotas.
- III. Tasa de electrificación de la penetración de flotas o mercado de vehículos eléctricos alineados para cumplir con los objetivos de descarbonización de México establecidos en las NDC, integrando recomendaciones sobre las tasas

de electrificación correspondientes del Instituto de Recursos Mundiales (WRI), comparación con los mercados internacionales de vehículos eléctricos, y vehículos eléctricos de información ya planeados o en operación en México.

- IV. Determinación de la flota electrificada que corresponde a BEV y FCEV, respectivamente, sobre la base de los resultados del análisis TCO. Esto produce el tamaño proyectado de los BEV y FCEV en México para el transporte público y de carga hasta 2050.
- V. A partir del tamaño de la flota FCEV y las eficiencias proyectadas de las celdas de combustible, se calcula la demanda de hidrógeno requerida y su valor de mercado anual.

En el capítulo 4. Oportunidades del hidrógeno verde para el transporte público y de carga se puede encontrar una cuenta detallada del proceso y los resultados encontrados para cada paso.



3. Costo total de propiedad de los FCEV de carga y transporte público

Como se menciona en la Metodología, el análisis de TCO proporciona una comparación completa de costos entre las tecnologías para el transporte público y de carga, integrando todos los costos para el propietario a lo largo de la vida útil del vehículo. Esto permite comparar la competitividad de costos para cada categoría de vehículos: costo para mover pasajeros en autobuses de transporte público normalizados en USD/km • pasajero, y costo para transportar carga comercial para camiones de carga, expresado en USD /km • tonelada.

Diferentes capacidades de pasajeros y carga útil para autobuses de transporte público y camiones de carga se consideran, ya que los buses BEV pierden capacidad de transportar pasajeros debido al espacio ocupado por las baterías, y los camiones BEV renuncian a la capacidad de carga útil para llevar las baterías pesadas. Sin embargo, si se utilizan las mismas condiciones para las tres tecnologías de cada uno de los análisis, el TCO por unidad también puede proporcionar una muestra instantánea de la competitividad de cada una de ellas y también se utiliza a lo largo de este informe, aunque esta consideración debe tenerse en cuenta para evitar socavar la competitividad de los FCEV frente a los BEV.

Como se menciona en el Capítulo 2. Metodología, el análisis de TCO proporciona una comparación completa de costos entre las tecnologías para el transporte público y de carga, integrando todos los costos para el propietario a lo largo de la vida útil del vehículo. Esto permite comparar la competitividad de costos para cada categoría de vehículos: costo para mover pasajeros en autobuses de transporte público normalizados en USD/km·pasajero, y costo para transportar carga comercial para camiones de carga, expresado en USD /km·tonelada. Diferentes capacidades de pasajeros y carga útil para autobuses de transporte público y camiones de carga se consideran, ya que los buses BEV pierden capacidad de transportar

pasajeros debido al espacio ocupado por las baterías, y los camiones BEV renuncian a la capacidad de carga útil para llevar las baterías pesadas. Sin embargo, si se utilizan las mismas condiciones para las tres tecnologías de cada uno de los análisis, el TCO por unidad también puede proporcionar una muestra instantánea de la competitividad de cada una de ellas y también se utiliza a lo largo de este informe, aunque esta consideración debe tenerse en cuenta para evitar socavar la competitividad de los FCEV frente a los BEV.

Tabla 3-1. Ficha técnica de ICEV, BEV y FCEV de los autobuses de pasajeros.

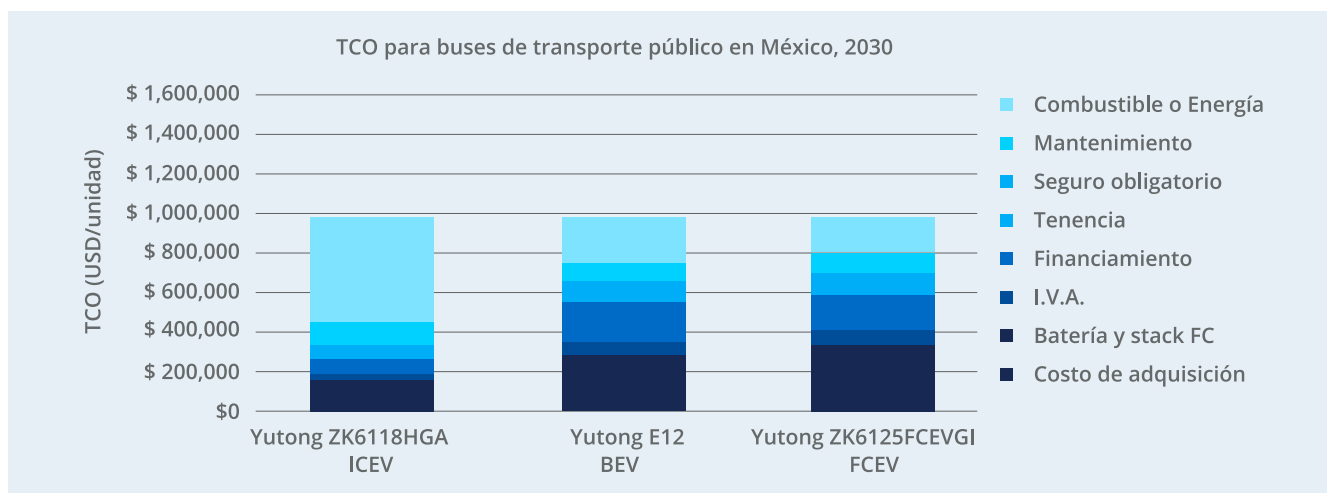
	ICEV	BEV	FCEV
Modelo	Yutona ZK6118HGA	Yutona E12	Yutona ZK6125FCEVG1
Combustible	diésel	electricidad	hidrógeno
Autonomía (km)	450	300	500
Eficiencia (MJ/100 km)	1,890	486	960
Potencia (kW)	213	215	191
Capacidad de pasajeros	40	35	40
Costo de mantenimiento (USD/1000 km)	170	100	100
Precio de venta al público (USD)	\$200,000	\$397,400	\$510,000

Para 2021, en términos de autonomía, el FCEV tiene el mejor rendimiento, con 500 km, seguido por el ICEV con el 90% de ese rango, y finalmente BEV con el 60%. En términos de eficiencia de conversión de energía, sin embargo, el BEV es el más favorable con alrededor de la mitad de la energía por kilómetro que el FCEV, y una cuarta parte de ICEV, mostrando un aspecto de ventaja absoluta para las versiones eléctricas. En el costo inicial, la situación es la contraria, ya que el ICEV tiene el costo más bajo, siendo este alrededor de 200 mil dólares, el BEV casi el doble, y la versión FCEV rondando ligeramente por encima del medio millón de dólares. Para los autobuses EV, las baterías requieren un reemplazo cada 8 años. El costo de mantenimiento de los vehículos eléctricos (tanto BEV como FCEV) es menor,

ya que tienen menos piezas móviles en el tren motriz, lo que resulta en una reducción del 40% de los gastos de mantenimiento.

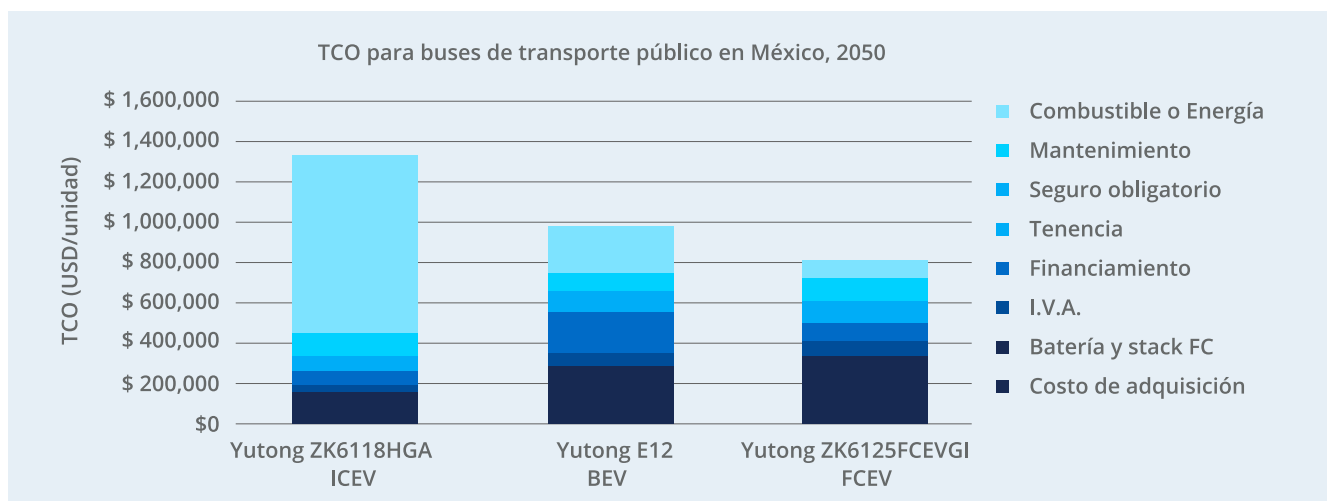
Las mismas condiciones de funcionamiento se consideran para los tres autobuses de transporte público, incluyendo una vida útil de 10 años y una distancia media anual de 65.000 km. Del mismo modo, se consideran condiciones de financiamiento y seguros iguales para las tres tecnologías, con la exención del impuesto de importación antes mencionada sobre los BEV y FCEV. Los resultados de TCO se muestran en las siguientes figuras, mostrando un desglose de componentes para todas las tecnologías en 2030 y 2050.

Figura 3-1. Desglose de TCO por componente de costos para los buses de transporte público ICEV, BEV y FCEV en 2030.



El desglose de TCO por vehículo revela que el costo más alto para los ICEV para 2030 y 2050 corresponde al consumo de energía, un componente en el que los BEV son más competitivos, pero los FCEV muestran una clara ventaja, siendo alrededor de un tercio del costo en 2030 y casi una décima parte del costo para el 2050 en relación con el ICEV. En 2030 los costos de adquisición son el componente de TCO más grande para BEV y alrededor del doble que el ICEV. Costos de adquisición que incluyen el costo inicial de vehículos, impuestos, seguro obligatorio y reemplazo de batería para el BEV.

Figura 3-2. Desglose de TCO por componente de costo para los autobuses de transporte público ICEV, BEV y FCEV en 2050.



Cabe señalar que ya en 2030 los FCEV son la opción más competitiva en términos de TCO, tanto en costo por unidad, como por costo de pasajeros. Cuando se analiza el TCO por unidad, los TCOs son de \$1.018 MMUSD para el ICEV, \$1.014 para el BEV y \$0.980 MMUSD para el FCEV. Cuando se analiza el TCO para los autobuses de transporte público en función del costo para transportar pasajeros, teniendo en cuenta la pérdida de capacidad de pasajeros de los BEV, los resultados también son más favorables para los autobuses propulsados por hidrógeno, con TCOs en 2030 de \$0.039 USD/km·pasajero para buses ICEV, de \$0.045 USD/km·pasajero para BEV, y de \$0.038 USD/km·pasajero para autobuses FCEV.

Para 2050, los efectos sobre los costos de combustible son más drásticos, aumentando la competitividad de los BEV y aún más fuertemente en los FCEV. Esto, junto con la disminución de los costos de adquisición de los vehículos, hace que el bus de hidrógeno sea la opción más competitiva en términos de costo siendo este alrededor de un 40% inferior al TCO del ICEV y más de un 20% inferior al TCO del BEV en 2050.

Cuando se analiza el TCO por unidad, los TCOs en 2050 son de \$1.343 MMUSD para el ICEV, \$1.004 MMUSD para el BEV y \$0.790 MMUSD para el FCEV. Cuando se analiza el TCO para los autobuses de transporte público en función del costo para transportar pasajeros, los resultados también son más favorables para los autobuses propulsados por hidrógeno, con TCOs en 2050 de \$0.052 USD/km·pasajero para autobuses ICEV, de \$0.044 USD/km·pasajero para BEV, y de \$0.030 USD/km·pasajero para autobuses FCEV.

3.1. Análisis del TCO de camiones de carga de servicio pesado

Los modelos disponibles en 2021 se comparan con ICEV, BEV y FCEV, cada uno de un fabricante diferente. Los camiones considerados son el Freightliner Cascadia 2020 para camiones ICEV, el Volvo FE Electric para camiones BEV y el Kenworth T680s propulsado por hidrógeno para camiones FCEV.

Para 2021, en términos de alcance, el ICEV es de lejos el que tiene mejor autonomía, con 930 km, seguido por FCEV con alrededor de la mitad de ese rango, y finalmente BEV con más de una quinta parte de los ICEV. En términos de eficiencia de conversión energética, el BEV es el más favorable con menos de la mitad de energía por kilómetro que el FCEV, y menos de un tercio de ICEV, mostrando un aspecto de ventaja absoluta para las versiones eléctricas. En el costo inicial, la situación es la contraria, ya que el ICEV tiene el costo más bajo, alrededor de 110 mil dólares, el BEV es un 65% más alto y el FCEV más del doble del costo. Para los camiones EV, tanto las baterías como las celdas de combustible, requieren un reemplazo cada 8 años. El costo de mantenimiento de los vehículos eléctricos es menor, ya que tienen menos piezas móviles en el tren motriz, lo que resulta en una reducción del 25% de los gastos de mantenimiento.

Se consideran las mismas condiciones de funcionamiento para los tres camiones de carga pesados, incluida una vida útil de 10 años y una distancia media anual de 160.000 km. Del mismo modo, se consideran condiciones de financiación y seguros iguales para las tres tecnologías de vehículos, con la exención del impuesto de importación antes mencionada sobre BEV y FCEV.

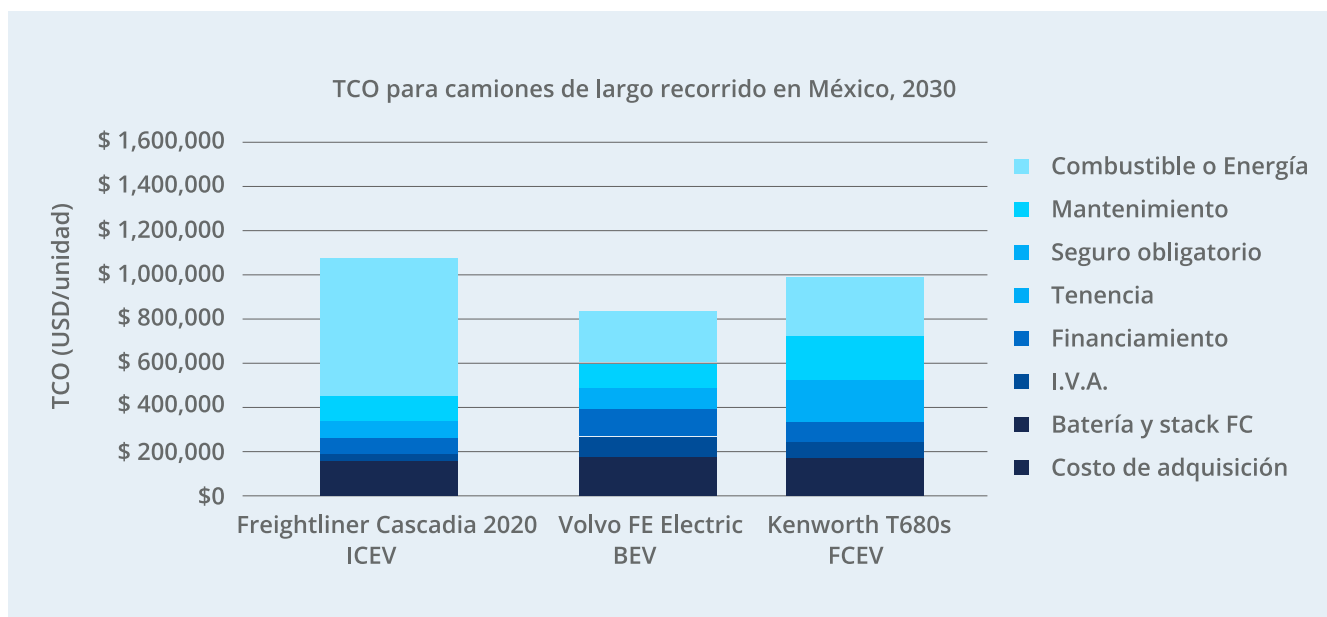
Tabla 3-2. Ficha técnica para ICEV, BEV y FCEV de los camiones de carga de servicio pesado.

	ICEV	BEV	FCEV
Modelo	Freightliner Cascadia 2020	Volvo FE Electric	Kenworth T680s
Combustible	diésel	electricidad	hidrógeno
Autonomía (km)	930	200	480
Eficiencia de combustible (MJ/100 km)	940	360	840
Potencia (kW)	380	330	350
Capacidad de carga (tonelada)	23	17	23
Costo de mantenimiento (USD/1000 km)	120	90	90
Precio de venta al público (USD)	\$109,000	\$180,000	\$226,000

Los resultados del TCO se señalan en las figuras siguientes, mostrando un desglose de componentes para todas las tecnologías en 2030 y 2050, así como la evolución de cada tecnología para 2020-2050.

A partir del desglose del TCO por vehículo, se puede ver que el costo más alto para los ICEV tanto en 2030 como en 2050 corresponde a energía (combustible), donde los BEV son más competitivos, pero los FCEV muestran una clara ventaja competitiva, siendo alrededor del 60% del costo en 2030 y menos del 20% del costo para 2050. En 2030, los BEV e ICEV muestran el mayor componente de TCO en costos de adquisición, que incluyen la compra del vehículo, impuestos, seguro obligatorio y reemplazo de batería para el BEV, siendo alrededor del doble que el ICEV.

Figura 3-3. Desglose de TCO por componente de costo para camiones de carga de larga distancia ICEV, BEV y FCEV en 2030.



Para 2030 el camión FCEV es la opción más competitiva en términos de TCO. Cuando el análisis se realiza por cada vehículo, los TCOs en 2030 son de \$1.100 MMUSD para el ICEV, \$0. 857 MMUSD para el BEV, y \$0. 988 MMUSD para el FCEV. Cuando el análisis se realiza en función del costo de transporte de una carga que tenga en cuenta la pérdida de capacidad de carga útil de los BEV, los resultados también revelan el costo más bajo para el camión FCEV, con TCOs en 2030 de \$0.030 USD/km·tonelada para ICEV, de \$0.032 USD/km·tonelada para BEV, y de \$0.027 USD/km·tonelada para FCEV.

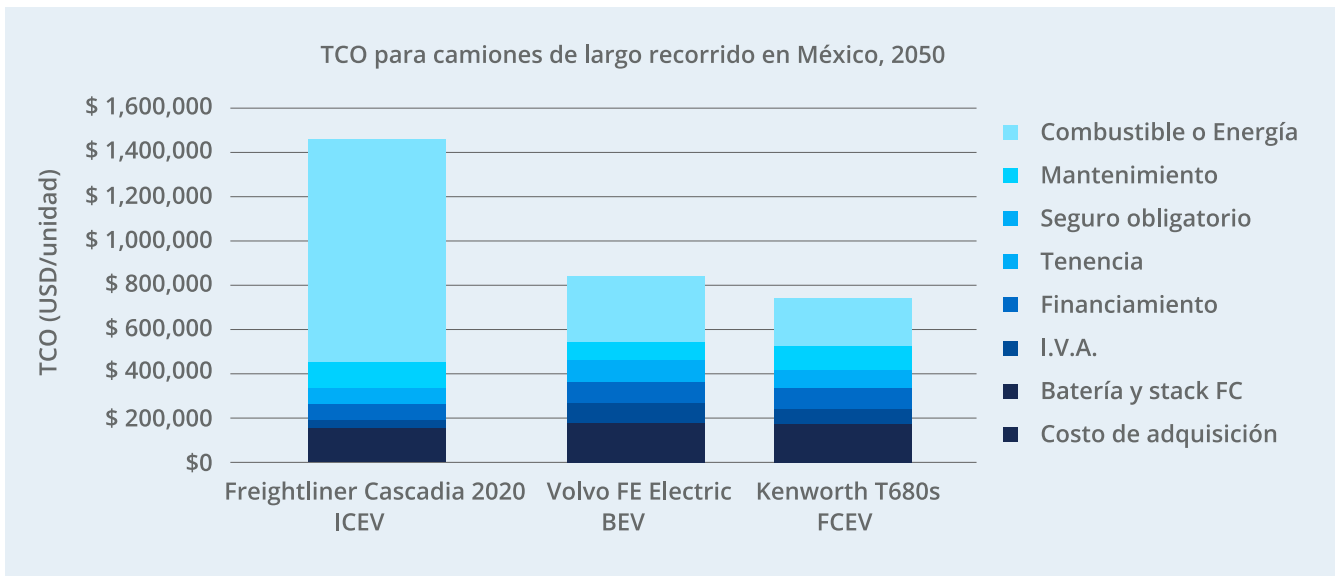
Los efectos de la caída acelerada en los costos de energía de los BEV y FCEV tienen un efecto más profundo en 2050, es más notable para los FCEV. A medida que las tecnologías FCEV y BEV evolucionan y sus costos de adquisición continúan disminuyendo, los FCEV son la opción con el TCO más bajo, siendo alrededor de la mitad del ICEV y más de un 15% inferior al BEV en 2050.

Sobre una base de propiedad unitaria, los TCOs en 2050 son de \$1. 498 MMUSD para el ICEV, \$0.887 MMUSD para el BEV, y \$0.737 MMUSD para el FCEV. Cuando el análisis se centra en el costo de transporte de carga, los FCEV

siguen siendo la alternativa de menor costo, con TCOs en 2050 de \$0.041 USD/km·ton para camiones ICEV, de \$0.033 USD/km·ton para BEV, y de \$0.020 USD/km·ton para camiones FCEV.

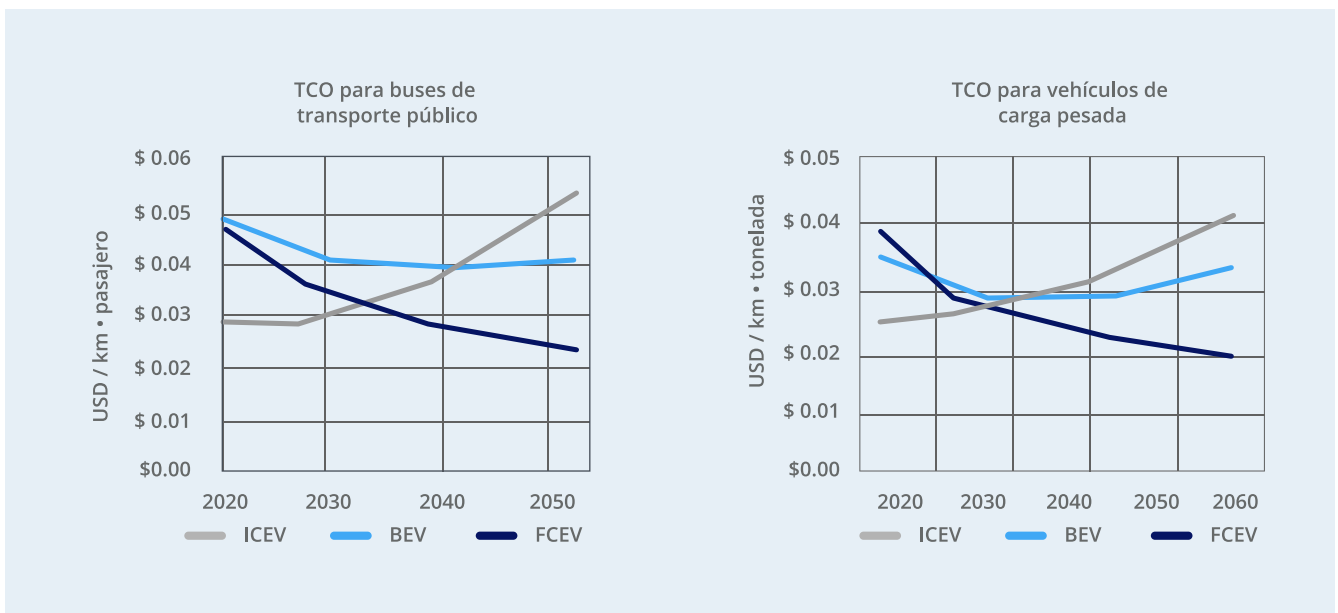


Figura 3-4. Desglose de TCO por componente de costo para camiones de carga para largas distancias ICEV, BEV y FCEV en 2050.



La evolución de TCO de 2020 a 2050 para las tres tecnologías y ambos usos, transporte público y de carga, se muestran en la Figura 3-5.

Figura 3-5. Comparación proyectada de TCO de ICEV, BEV y FCEV en México para autobuses de pasajeros (por pasajero, por distancia) y camiones pesados (por peso transportado, por distancia) para 2020-2050.



4. Oportunidades del hidrógeno verde para el transporte de carga y transporte público

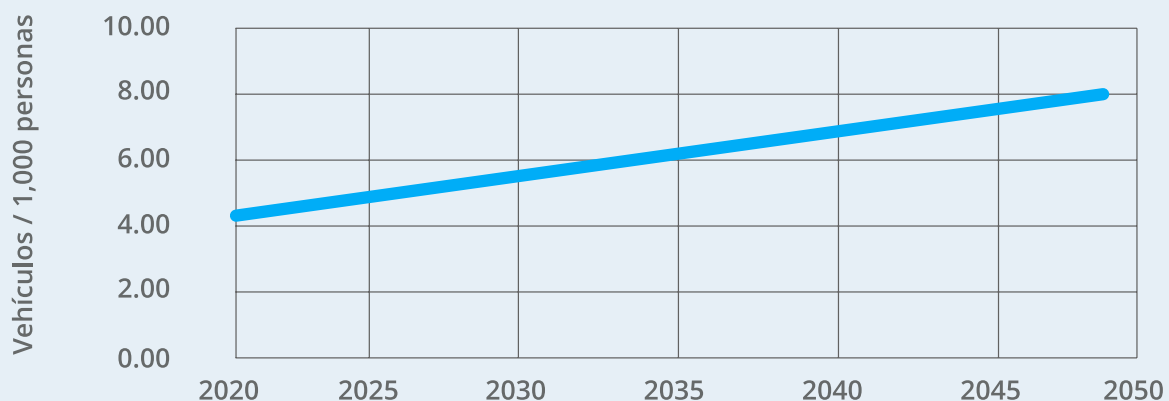
4.1. Flota proyectada de camiones de carga y autobuses de transporte público

El paso inicial para estimar la potencial demanda de hidrógeno para el transporte parte del crecimiento de la flota nacional de autobuses de carga y transporte público independientemente de la tecnología.

Un indicador utilizado en la metodología para estimar el crecimiento de la flota vehicular en México es el índice de motorización y su evolución proyectada en el país. El índice de motorización o tasa de motorización es la relación entre los vehículos de motor y la población de un país o geografía determinado, generalmente expresado en vehículos por cada mil personas. Para México se puede calcular para 2019 en alrededor de 4.00 vehículos por cada 1.000 habitantes con datos del INEGI para flota y vehículos personales, respectivamente. Se espera que la tasa de motorización aumente después de una tendencia a largo plazo (en décadas) puesto que se espera que la flota de vehículos tenga un crecimiento más rápido que el crecimiento poblacional en el país¹³, alineándose

también con una tendencia global donde la tasa aumenta a medida que la economía crece, como se ve en el PIB per cápita. Tras la misma tasa de crecimiento anual compuesta que la reportada para el 2012-2018, México alcanzaría un PIB per cápita en 2050 que equivaldría a países como España, Francia o Japón, quienes tienen una tasa de motorización que ronda los 600 vehículos por cada mil personas¹⁴. Así, se puede obtener un crecimiento proyectado en la tasa de motorización, que, aunado al aumento esperado de la población a partir de datos del INEGI, produce el tamaño proyectado de la flota vehicular en México. Entre 2020 y 2050, la flota casi se duplica hasta los 90 millones de vehículos a mediados de siglo.

Figura 4-1. Tasa de motorización proyectada en México 2020-2050.



El número de autobuses de pasajeros y vehículos de carga se puede obtener como parte del total de la flota vehicular, según datos históricos del INEGI¹⁵ y la SCT. Por ejemplo, en 2020 los autobuses de pasajeros eran aproximadamente el 1% de la flota total. Después de este año, se considera que su participación crece lentamente siguiendo la tendencia mundial a aumentar el uso del transporte público y desincentivar el uso de vehículos privados como medidas para reducir la congestión vehicular y la huella ambiental, entre otras razones.

¹³ IMCO, Índice de Movilidad Urbana, 2019.

¹⁴ Our World in Data, Vehículos a motor por 1000 habitantes frente al PIB per cápita de 2014.

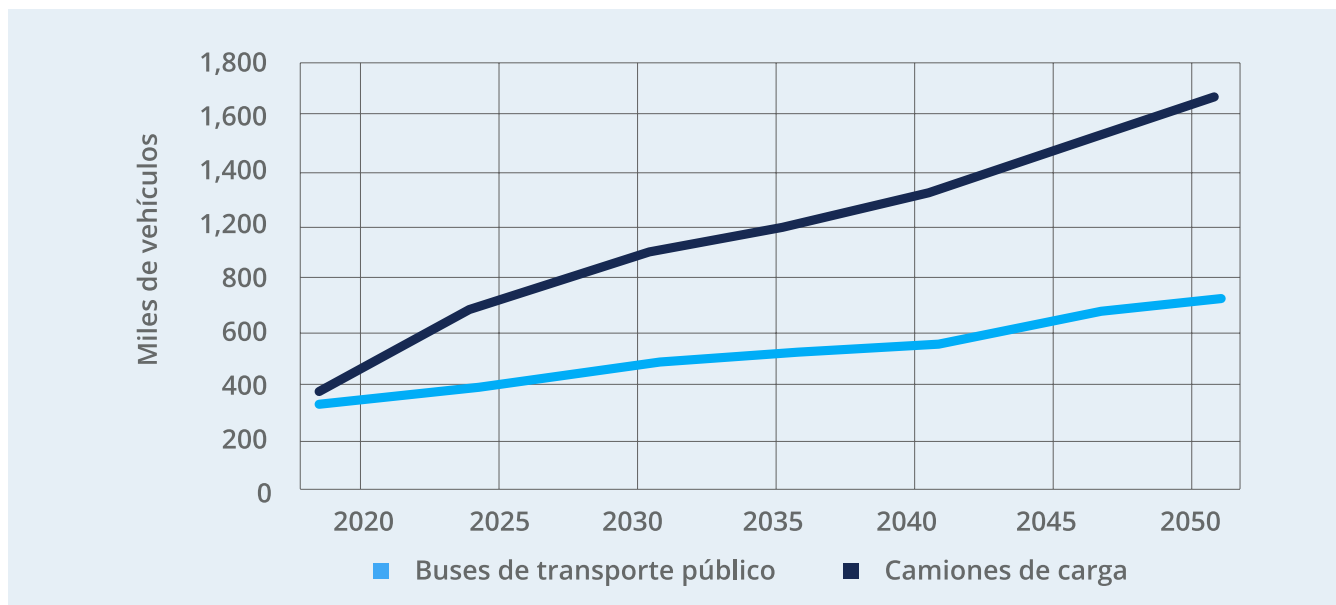
¹⁵ INEGI, Estadísticas de Vehículos Motores Registrados, México, 2020.

Se prevé que esta proporción de autobuses de pasajeros se duplique al 2% en 2050 como resultado de estas medidas. Por último, el porcentaje de la flota total proyectada produce el tamaño de la flota de autobuses de pasajeros y, después de restar la fracción más pequeña de autobuses interurbanos, produce una flota de transporte público proyectada en México de 1.65 millones de autobuses en 2050.

En cuanto a los vehículos de carga privados, la flota ha crecido fuertemente desde los años 80 pasando de 1,5 millones de unidades en 1980 a casi 7 millones en 2005 y a 10,6 millones de unidades en 2020, según datos del INEGI, que crecieron alrededor de un 50% en los últimos 15 años. Sin embargo, se proyecta que el crecimiento se desacelere. Si se tiene en cuenta el mismo

crecimiento proporcional del volumen entre 2005 y 2020, pero por un período de 30 años, aumentando a la mitad de la CAGR¹⁶, con la que la flota alcanza los 15,3 millones de vehículos en 2050. El número de autobuses y camiones de carga como parte de la flota total de vehículos ha disminuido en torno a un 40% en 2004, ya que el número de vehículos de pasajeros ha aumentado considerablemente. Se proyecta una tendencia similar a la de 2050. La proporción de camiones de carga T3 se ha mantenido casi constante en la última década, creciendo sólo un 5% en ese período rondando el 0,7% de la flota total. Con una tendencia de crecimiento similar¹⁷ la flota de camiones de carga se puede proyectar para el 2050, donde alcanza casi 730.000 unidades, más del doble de las 350.000 unidades reportadas para 2019 por la SCT¹⁸.

Figura 4-2. Número proyectado de autobuses de transporte público y camiones de carga en México en 2020-2050.



4.2. Electrificación proyectada de la flota de carga y transporte público

El siguiente paso es obtener la electrificación proyectada de ambas flotas, para lo cual se utilizan diferentes criterios. La Contribución Nacional Determinada (NDC) de México para el transporte presentada por México para cumplir con el Acuerdo de París compromete al país a una reducción del 18% de las emisiones de GEI en comparación con las proyecciones de líneas base para el sector del transporte para 2030 y una reducción del GEI del 40% para 2050.

Criterios para fijar metas de electrificación

El Instituto Mundial de Recursos (WRI) publicó un documento de referenciar para orientar las medidas necesarias para cumplir con la meta de la NDCs mexicanas de reducción de emisiones del 22% para todo el país en 2030. En un escenario intermedio, se sugiere una electrificación del 2% de la flota de transporte tanto para vehículos de pasajeros, como pesados para 2030¹⁹, lo que se toma como referencia para la evolución de la electrificación de la flota de vehículos en este informe.

¹⁶ CAGR: Tasa de crecimiento anual compuesto.

¹⁷ T3 es la categoría de camiones de carga ("remolques" en México) dado por SCT.

¹⁸ SCT, Estadísticas Principales del Sector de Comunicaciones y Transportes. México, 2019.

¹⁹ WRI, Lograr los objetivos climáticos de México: Un plan de acción de ocho puntos. Estados Unidos, 2016.

Para 2030, el WRI sugiere la electrificación del 2% para los autobuses de transporte público y se toma como referencia este valor en este trabajo para los vehículos pesados. Sin embargo, el Global EV Outlook 2020 de la IEA sugiere electrificar hasta el 1% del stock global de HDV para 2030. Dado el retraso que tiene México en comparación con países como China, Estados Unidos y Europa, se considera que las acciones mexicanas de EV de servicio pesado no superan el 0,5%.

Para 2050 el transporte público tiene la meta establecida para los autobuses de pasajeros en ser 100 % eléctrica en las ciudades más grandes del país, es decir, la Ciudad de México, Nuevo León y Jalisco; donde los vehículos eléctricos podrían extenderse por todo el país, constituyendo alrededor de una cuarta parte de la flota nacional. En el caso de los vehículos pesados, dada su temprana competitividad técnica y económica, el 100% de los objetivos de reducción de emisiones para el segmento podrían cubrirse con la electrificación parcial del transporte de carga para 2050, lo que requeriría una electrificación del 40% de la flota nacional de transporte de carga. Estos objetivos de reducción y electrificación de GEI pueden resumirse en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1. Se comprometieron reducciones de GEI para el sector del transporte eléctrico alineado con el NDC de México y se sugirió tarifas de electrificación para el transporte público y de carga para cumplirla.

Año	NDC - Transporte		Tasa de electrificación sugerida	
	Reducción de GEI	Transporte público	Transporte carga pesada	
2030	18%	2%	0.5%	
2050	40%	25%	40%	

4.3. Participación proyectada de BEV vs FCEV

Para determinar cómo se dividirá la proporción de electrificación entre BEV y FCEV, el análisis de TCO descrito en el capítulo anterior de este informe se incluye como base (véase la figura 3-5).

Después de su ruptura con los ICEV, se supone que la cuota de mercado de cada tecnología es proporcional a su competitividad en costo en relación con el ICEV, dada por su TCO expresada en USD/km·pasajero para autobuses de transporte público y en USD/km·tonelada para el transporte de carga.

Por ejemplo, para el 2050 las TCO proyectadas para los autobuses de transporte público por unidad son de \$1,343,254 USD para los ICEV, \$1,003,895 USD para BEV, y \$ 790,845 USD para FCEV. La diferencia de costos entre los ICEV convencionales y su contraparte eléctrica es de \$339,359 USD para BEV y \$553,409 USD para FCEV.

Tras una participación proporcional a la ventaja de costos de cada uno, obtenida dividiendo la diferencia de costos por su valor añadido (892,768 USD) se produce una participación del 38% de la flota electrificada de autobuses de transporte público en BEV y el 62% restante de cuota a FCEV. Dado que para este año se prevé que toda la flota sea eléctrica, esas acciones también corresponden a la de toda la flota de autobuses, con 157,000 autobuses BEV y 257,000 autobuses FCEV (ver figura 4-3). Se sigue la misma metodología para los vehículos pesados.

4.4. Flota FCEV para transporte público y de carga

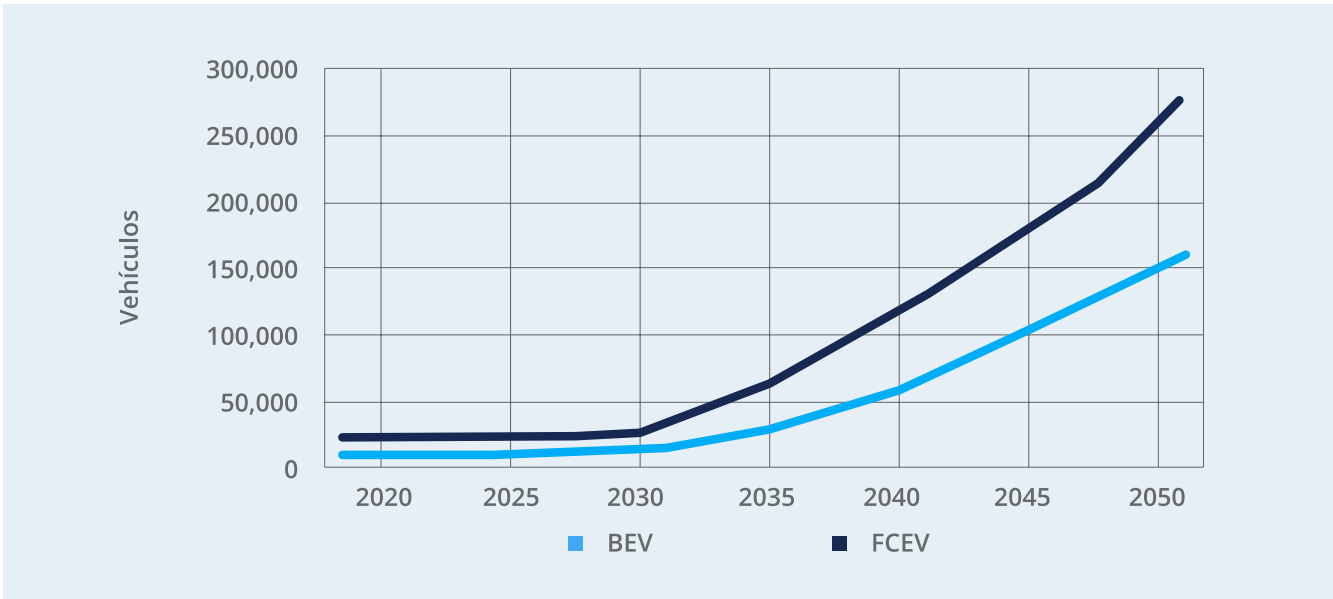
Una vez proyectada la evolución de la tasa de electrificación, así como la división entre BEV y FCEVs para la flota recién electrificada, se obtiene el número total de vehículos eléctricos de baterías y vehículos eléctricos de celda de combustible alimentados por hidrógeno. Se espera que la electrificación de las flotas de transporte pesado y de transporte público sea más lenta en los primeros años a medida que la tecnología comience su despliegue, especialmente para los FCEV impulsados por hidrógeno, y aumente gradualmente para alcanzar los objetivos que cumplen con los NDC para cada uno, con un crecimiento acelerado después de 2030, cuando tanto los vehículos de batería como los de celda de combustible alcanzan la paridad de costos con los vehículos de motor de combustión.

Flota FCEV de transporte público

Para empezar a establecer números, los datos reales de los vehículos eléctricos ya establecidos o planeados para funcionar en el transporte público en México proporcionan un punto de partida verificable para estas proyecciones. El primer BEV de transporte público fueron los trolebuses (o Trolebús) desplegados en la Ciudad de México en 2020. Estos vehículos forman parte del Sistema de Trolebuses de la Ciudad de México, que ha estado circulando por toda la ciudad durante décadas, incluyendo vehículos con baterías para el almacenamiento de energía en una flota de 63 unidades ordenadas en 2019 y operativas en 2020. Además, en 2020 se ordenaron 130 unidades a la empresa china Yutong²⁰, proporcionando un segundo punto de datos para continuar las proyecciones hacia 2030 y 2050.

²⁰ El Universal, "CDMX da contratos por mil 850 mdp a empresa china", 2020. <https://www.eluniversal.com.mx/metropoli/cdmx-da-contratos-por-mil-850-mdp-empresa-china>

Figura 4-3. Flota proyectada de autobuses públicos de pasajeros para BEV y FCEV en México 2020-2050.

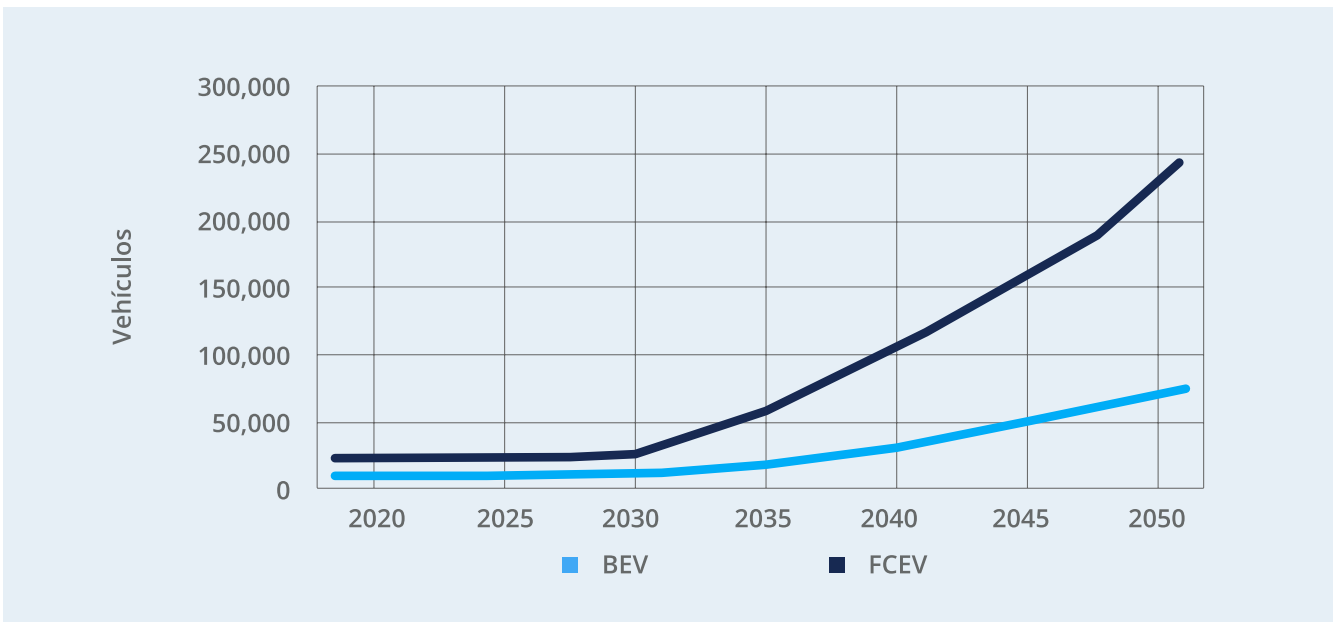


Se prevé que los primeros autobuses de transporte público de hidrógeno entren en línea tres años más tarde con alrededor de 100 unidades en 2023, seguido de una acelerada disminución de los costos a medida que la tecnología se amplía a nivel mundial, los FCEV serán más competitivos que los ICEV y los BEV para 2030 para el transporte público en México, alcanzando casi dos mil unidades en ese año y ganando rápidamente cuota y unidades desplegadas para llegar a más de un cuarto de millón de FCEV para el transporte público en 2050, cuando serán considerablemente más baratos que las otras alternativas, como se muestra en la Figura 4-3.

Flota FCEV de transporte pesado

Se prevé que los vehículos eléctricos para el transporte de carga se introduzcan en México en 2022 a medida que las primeras unidades piloto entren en línea tanto para BEV como para FCEV y aumenten en número a medida que se amplíe la adopción. Los costos de la tecnología caerían más bruscamente para los vehículos de celda de combustible, alcanzando la paridad de costos en 2025 con los BEV y en 2028 con los ICEV, después de lo cual se proyecta que el despliegue de ambas tecnologías de transporte eléctrico crecerá más rápidamente.

Figura 4-4. Flota proyectada de camiones de carga eléctrica para BEV y FCEV en México en 2020-2050.



Para 2030 se prevé que cerca de 2.400 vehículos eléctricos pesados estén en las carreteras, y el 60% de la flota esté alimentada por hidrógeno. Beneficiándose de una gama más grande y un menor costo por peso transportado, entre otras ventajas competitivas, la flota FCEV crecerá a un ritmo mucho más rápido que los BEV para el transporte de carga, representando el 80% de la flota eléctrica y casi un tercio de todos los vehículos pesados en México, alcanzando más de 240,000 unidades FCEV para 2050, como se muestra en la Figura 4-4. y Tabla 4-2.

Tabla 4-2. Tamaño proyectado de la flota FCEV para autobuses de transporte público y camiones pesados.

Año	Flota FCEV		
	Autobuses	Camiones	Total
2030	1,889	1,436	3,325
2040	93,055	69,633	162,689
2050	257,373	242,202	499,575

4.5. Demanda de hidrógeno para transporte público y de carga

La demanda verde de hidrógeno para alimentar los FCEV en el transporte público y de carga se puede calcular utilizando el número de vehículos, su distancia media recorrida por año y la eficiencia energética. La eficiencia del electrolizador y el factor de carga se utilizan para calcular la capacidad de electrólisis necesaria para producir el hidrógeno exigido, y el LCOH se puede utilizar para obtener el tamaño del mercado del hidrógeno durante un año determinado.

El valor de mercado para cada año se estima en función del costo de suministrar hidrógeno H₃₅ en HRS. Sin embargo, los precios finales para el cliente podrían aumentar en cantidades inciertas pero variables debido a factores como los márgenes de beneficio de los proveedores, lo que resulta en mercados de suministro de hidrógeno más grandes.

Demanda de hidrógeno del transporte público

Para 2030, la demanda proyectada de hidrógeno para el transporte público conducirá al despliegue de 56 MW de electrólisis para 2030 y representará un mercado anual de 20 millones de dólares en suministro de hidrógeno.

Para 2040 el mercado habrá crecido a más de 600 millones de dólares de suministro de hidrógeno

alcanzando más de 200 kilotonnes de hidrógeno al año, comparables a la demanda actual de PEMEX, y requerirá una capacidad instalada de más de 2,370 MW de electrólisis.

Para 2050, cuando la flota nacional de transporte público FCEV alcance más de un cuarto de millón de unidades, exigirán cerca de 590 kilotonnes de hidrógeno al año con un valor de 1.200 millones de dólares y requerirán una capacidad de electrólisis de 6.400 MW.

Demanda de hidrógeno de transporte pesado

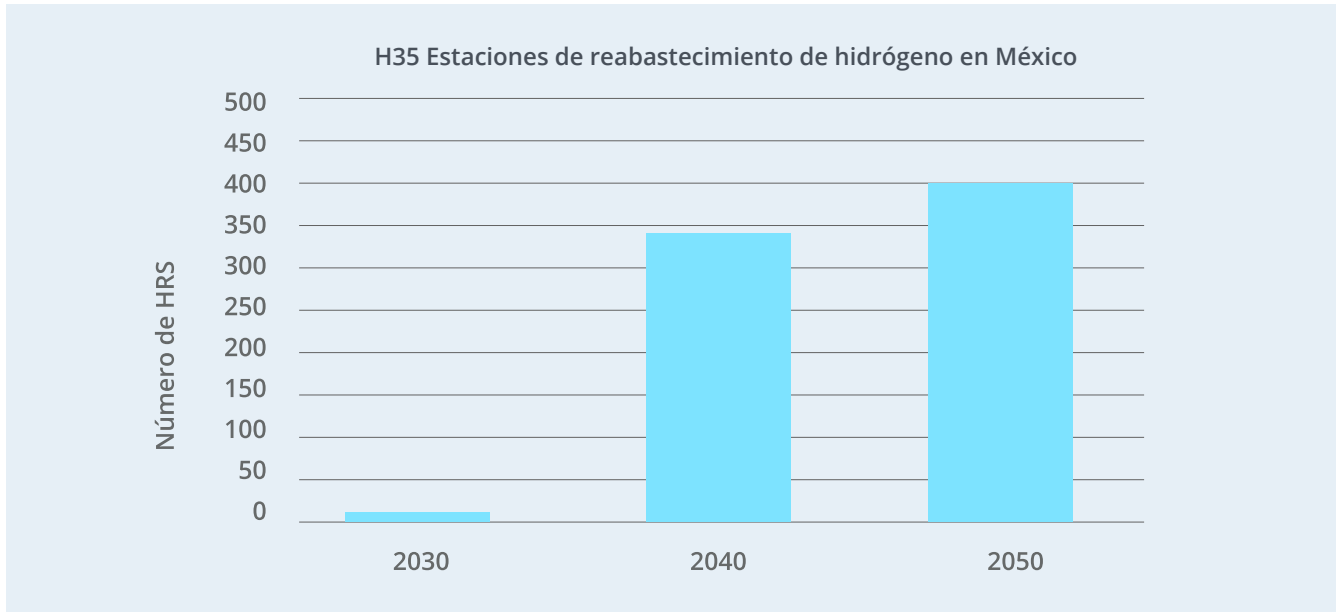
Para 2030, la demanda de hidrógeno proyectada para el transporte público conducirá al despliegue de 91 MW de electrólisis para 2030 y representará un mercado anual de 33 millones de dólares de suministro de hidrógeno.

Para 2040 el mercado habrá superado un valor de mil millones de USD de suministro de hidrógeno alcanzando más de 340 kilotonnes de hidrógeno al año y requerirá una capacidad instalada de más de 3,800 MW de electrólisis. Para 2050, cuando la flota nacional de transporte de carga FCEV alcance las 240,000 unidades, estarán exigiendo cerca de 1,20 kilotonnes de hidrógeno al año con un valor de 2.4 mil millones de USD y requieren una capacidad de electrólisis de 13 GW.



4.6. Infraestructura de hidrógeno necesaria

Figura 4-5. Número proyectado de estaciones de reabastecimiento de hidrógeno H35 para transporte público y transporte de carga pesada FCEV en México en 2030-2050.



La penetración de los FCEV en México provocará una reacción en cadena en el sector industrial, por lo que es necesario desplegar infraestructura de recarga de hidrógeno vehicular, plantas de producción de hidrógeno e incluso plantas de energía renovable, lo que redundará en empleo directo e indirecto en la industria del hidrógeno y un crecimiento económico indiscutible para México.

Se proyecta que la infraestructura de suministro de hidrógeno crecerá a medida que la demanda de H₂ de FCEV lo haga, lo que requiere un número creciente de estaciones de reabastecimiento de combustible de

hidrógeno pasando de 14 en 2030 a 340 en 2040 y cerca de 450 en 2050. A medida que la infraestructura de HRS amplía el despliegue, también lo hace su capacidad de reabastecimiento de hidrógeno, pasando de 2 ton/día en 2030 a 8 ton/día en 2050, por lo que su crecimiento en el número no es tan acelerado.

Este análisis considera que las HRS necesitarán hidrógeno comprimido a 350 bar para suministrar a las flotas FCEV de transporte de carga públicas y pesadas. Las HRS para hidrógeno a 700 bar y para otras aplicaciones FCEV (pasajeros, vehículos ligeros, etc.) debe analizarse de forma independiente.



5. Conclusiones

El análisis de TCO muestra que los FCEV tendrán una paridad de costos con BEV y ICEV antes de 2030 para ambas aplicaciones. El desglose de TCO muestra que el costo más alto para los ICEV tanto en 2030 como en 2050 corresponde a energía (consumo de combustible), siendo considerablemente mayor que para los BEV y FCEV incluso antes de 2030. Los costos de adquisición siguen siendo los componentes de TCO más altos tanto para BEV como para FCEV, y los costos disminuyen a medida que la tecnología se eleva hacia 2050.

La demanda conjunta de hidrógeno proyectada es de 13 kilotonnes de H₂ al año en 2030, aumentando a un ritmo exponencial alrededor de 550 kilotonnes de H₂ por año en 2040, y creciendo tres veces en la década siguiente para alcanzar los 1.780 kilotonnes de H₂ al año en 2050.

La capacidad de electrólisis proyectada casi alcanzará los 150 MW en 2030, crecerá más de veinte veces en la década siguiente hasta los 6,200 MW en 2040, y alcanzará casi 19,500 MW en 2050.

Se prevé que el valor de mercado del hidrógeno sea de más de 50 millones de DÓLARES para 2030 y aumente bruscamente a 1,600 millones de dólares en 2040 y 3.600 millones de dólares para 2050²¹.

La proporción de la demanda de hidrógeno y la correspondiente capacidad de electrólisis y valor de mercado es de alrededor del 40% para los autobuses de transporte público y del 60% para los camiones pesados de 2030 a 2040 y pasa a alrededor de un tercio al público y dos tercios al transporte de carga en 2050.

Tabla 5-1. Demanda de hidrógeno anual, capacidad de electrólisis acumulada, y valor de mercado de hidrógeno por año para el transporte público y de carga.

Año	Demanda H ₂ (ktonH ₂ /año)			Capacidad de electrólisis (MW)			Tamaño del mercado H ₂ (MUSD)		
	Transporte público	Transporte de carga	TOTAL	Transporte público	Transporte de carga	TOTAL	Transporte público	Transporte de carga	TOTAL
2030	5	8	13	56	91	147	20	33	54
2040	212	342	554	2,374	3,827	6,201	623	1,003	1,626
2050	587	1,190	1,777	6,433	13,039	19,471	1,194	2,419	3,613

Los valores del mercado del hidrógeno proyectado consideran sólo su producción y suministro, mientras que también se crearán grandes mercados complementarios, para la producción nacional o importación de FCEV, comunicaciones, servicio de mantenimiento dedicado, transporte de hidrógeno e infraestructura de reabastecimiento de combustible, entre otros. Se proyecta que la infraestructura de reabastecimiento de combustible de hidrógeno crecerá a medida que la demanda de H₂ de los FCEV lo haga, lo que requiere un número creciente de estaciones de reabastecimiento de combustible de hidrógeno a partir de 14 en 2030 y creciendo a 340 en 2040 y casi 450 en 2050.



²¹ El valor de mercado se estima en función del costo de suministrar hidrógeno H35 en HRS. Sin embargo, los precios finales para el cliente podrían aumentar en cantidades inciertas pero variables debido a factores como los márgenes de beneficio de los proveedores, lo que resulta en mercados de suministro de hidrógeno más grandes.

Bibliografía

FCH-JU, Celdas de combustible camiones de hidrógeno – solución verde de alto rendimiento de servicio pesado. Bélgica, 2020.

Hydrogen Council, Hydrogen Scaling Up, 2017.

Perspectivas de la AIE y tecnología energética 2020. Francia, 2020.

IEA, El futuro del hidrógeno– aprovechando las oportunidades actuales, AIE, Japón, 2020.

Instituto Mexicano para la Competitividad A.C., Índice de Movilidad Urbana 2019. IMCO, México, 2019.

INECC, Ruta Tecnológica NDC en el Sector Transporte, México 2015.

INEGI, Estadísticas de Vehículos Automotores Registrados, México, 2020.

México, Gobierno Federal, Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el periodo 2020-2030, México 2016.

Oronoz, Brian. Piquero, Eduardo. Nota técnica – Impuesto al Carbono en México, México, 2020.

Our World in Data, vehículos de motor por cada 1000 habitantes vs PIB per cápita, 2014. Laboratorio de Datos de Cambio Global, Universidad de Oxford. Reino Unido.

SCT, Principales Estadísticas del Sector de Comunicaciones y Transportes. México, 2019.

SEMARNAT, México: Compromisos de mitigación y adaptación al cambio climático para el periodo 2020-2030, México, 2016.

SEMARNAT, México: Sexto Informe Nacional de Comunicación y Segunda Bienal de Actualización ante la CMNUCC. México, 2018.

SEMOVI, Plan Estratégico de Movilidad de la Ciudad de México 2019. México, 2019.

SENER, Balance Nacional de Energía 2017, México, 2018.







SENER, Balance Nacional de Energía 2018, México, 2019.

SENER, Prospectiva del Sector Energético 2018-2032, México, 2018.

WRI, Altamirano, J.E. Ortiz Sánchez, J. Rissman, K. Ross, T. Fransen, C. Brown Solá y J. Martínez. “Lograr los objetivos climáticos de México: Un plan de acción de ocho puntos”. Documento de trabajo, World Resources Institute, Washington, DC. EEUU, 2016.

Apéndice 1 – Suposiciones e insumos de modelado

Consideraciones generales

Consideración	Descripción
Costos de electricidad 	<ul style="list-style-type: none"> Para la producción de hidrógeno, las principales fuentes de energía consideradas eran energía solar fotovoltaica y eólica. Los costos nivelados se calcularon utilizando proyecciones de CAPEX de 320 USD/kW para fotovoltaica solar y 825 USD/kW para energía eólica para 2050. Para la recarga de vehículos eléctricos, los costos de electricidad considerados son los proporcionados por la red, según lo proyectado en el Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018 (PRODESEN), publicado por SENER.
Costo de los combustibles fósiles 	<ul style="list-style-type: none"> Los costos futuros de los combustibles fósiles se obtuvieron del PRODESEN 2018. 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 Escenario planificado para los cálculos.
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 cumplimiento de los NDC 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. 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 datos históricos de flotas de vehículos publicados por el INEGI y la SCT. Para las proyecciones de crecimiento de la flota, Hincio vinculó las tendencias internacionales en el mercado con características de México, como el tamaño actual del mercado, el crecimiento esperado del PIB o el tamaño del mercado de los bienes relacionados, por ejemplo, fertilizantes vinculados al amoníaco.
Costo nivelado de la electricidad (LCOE) 	<ul style="list-style-type: none"> Sólo se calculó una previsión de costo de electricidad. Los parámetros considerados para los cálculos son “Business-as-Usual” (BAU), y se utilizan para ambos escenarios de adopción de hidrógeno verde. 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 LCOE para energía eólica calculada 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
Costo nivelado del hidrógeno (LCOH) 	<ul style="list-style-type: none"> El escenario considerado 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: 4,8 kWh/kg H₂ Vida útil del Stack 2050: 90,000 horas

Bibliografía

- Bloomberg New Energy Finance, Hydrogen Economy Outlook 2020. EEUU, 2020.
- CE Delft, Green hydrogen and employment. Países Bajos, 2019.
- CENACE, Informe de tecnología de generación de referencia, Centro Nacional de Control de Energía, México, 2016.
- CFE, Informe Anual 2019, Comisión Federal de Electricidad. México, 2019.
- Comisión Nacional del Agua, Estadísticas del Agua en México 2017. México, 2017.
- Element Energy. Hy-Impact Series Study 1: Hydrogen for economic growth Unlocking jobs and GVA while reducing emissions in the UK. Reino Unido, 2019.
- Fuel Cell & Hydrogen Energy Association, Hydrogen and Fuel Cell Safety Report, EE.UU., 2021.
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Fuel Cells Hydrogen Trucks – Heavy-Duty's High Performance Green Solution. Bélgica, 2020.
- HINICIO, LBST. Future fuel for road freight – Techo-economic and environmental performance comparison of GHG-Neutral fuels and drivetrains for heavy-duty trucks. Fondation Truck. Munich-Bruselas-París, 2019.
- Hydrogen Council, Hydrogen Scaling Up, 2017.
- IEA, Energy Technology Perspectives 2020. Francia, 2020.
- IEA, The future of hydrogen – seizing today's opportunities. Japón, 2020.
- INECC, Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2018. Gobierno de México, 2018.
- INECC, Ruta Tecnológica NDC en el Sector Transporte, México 2015.
- IRENA, Green hydrogen: A guide to policy making. Abu Dabi, 2020.
- IRENA, Renewable Energy and Jobs, Annual Review 2020. Abu Dhabi, 2020.
- IRENA, Renewable Power-to-Hydrogen: innovation landscape brief. Abu Dabi, 2019.
- Navigant, Gas for Climate – Job creation by scaling up renewable gas in Europe. UE, 2019.
- PEMEX, Anuario estadístico 2018. Petróleos Mexicanos, México, 2019.
- SEMARNAT, México: Sexta Comunicación Nacional y Segundo Informe Bienal de Actualización ante la CMNUCC. México, 2018.
- SENER, Balance Nacional de Energía 2018, México, 2019.
- SENER, Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018-2032, Secretaría de Energía, México 2018.
- SENER, Prospectiva del Sector Energético 2018-2032, México, 2018.
- Servicio Nacional de Empleo, Observatorio Laboral: Ocupación por sectores económicos - Cuarto trimestre 2020. STPS, Gobierno de México. México, 2021.
- Siemens Energy, Power-to-X: The crucial business on the way to a carbon-free world. Alemania, 2021.
- Us Department of Energy, Fuel Cells, Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office. Online, consultado en marzo de 2021.
- World Energy Council, International Hydrogen Strategies. Alemania, 2020.

