

Prospectiva Energética: Hidrógeno Verde en Nuevo León

(H₂V | NL)



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.

www.energypartnership.mx

Edición y supervisión

Javier Arturo Salas Gordillo
javier.salasgordillo@giz.de

Autores

Jorge Luis Hinojosa (HINICIO), Luis Carlos Parra
(HINICIO), Juan Esteban Duque (HINICIO), Saúl
Villamizar (HINICIO), Juan Sebastián Márquez
(HINICIO), Arno van den Bos (HINICIO)

Fecha

Abril 2023

Versión digital

Diseñado por

LAGUNA, CDMX

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).

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 Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) 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 no garantiza 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 agradece la participación y entusiasmo de todas y todos los expertos consultados en la preparación de este estudio.

Eduardo Sánchez, Director General de la Agencia para la Promoción y Aprovechamiento de Energías Renovables, Secretaría de Economía de Nuevo León.

Natalia de la Fuente, Asesora en la Agencia para la Promoción y Aprovechamiento de Energías Renovables, Secretaría de Economía de Nuevo León.

José Alfredo Pérez Bernal, Director General del Instituto de Innovación y Transferencia de Tecnología de Nuevo León

Martha Leal González, Directora de Planeación, Posgrado, Divulgación, Cooperación Internacional y Redes de Investigación, Instituto de Innovación y Transferencia de Tecnología de Nuevo León

Oscar Vázquez Montiel, Director de Innovación, Nuevos Negocios e Infraestructura Científica y Tecnológica, Instituto de Innovación y Transferencia de Tecnología de Nuevo León

María Cristina Hernández, Directora del Registro Estatal de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, Secretaría de Medio Ambiente de Nuevo León.

Jorge David González, Director de Seguridad, Alianza Trayecto

José Ignacio Huertas, Investigador en Energía y Cambio Climático, Tecnológico de Monterrey.

César Humberto Cadena, Presidente Ejecutivo, Clúster Energético de Nuevo León.

Amado Villarreal, Director General, Clúster Energético de Nuevo León.

Luis Héctor Castro Guardiola, Coordinador de Sustentabilidad y Energía, Clúster Automotriz de Nuevo León.

Salvador Urbina, Vicepresidente de Energía e Ingeniería, Linde México.

Carlos Medina, Director de Sostenibilidad y Agenda CO2 para México, Cemex.

Francisco Con, Director de Estrategia Eléctrica, Cemex Energía.

Albes Urdaneta, Director de Eficiencia Energética, Ternium.

Marcos Terranova, Gerente Comercial LI, Air Liquide.

César Torres, Especialista Líder en Energía, Air Liquide.

Zuleyma Sánchez, Gerente de Desarrollo de Negocio, FINSA.

Contenido

Lista de Tablas / Lista de Figuras	6
Abreviaturas	9
Resumen Ejecutivo	11
1. Introducción	16
2. Bases del hidrógeno verde: Tecnologías, Aplicaciones y Mercados	17
2.1. ¿Qué es el hidrógeno verde?	17
2.2. Conceptos básicos del hidrógeno	17
2.3. Cadena de valor del hidrógeno verde	18
2.4. Exportación de hidrógeno verde	20
3. Caracterización General del Estado de Nuevo León	22
3.1. Caracterización social, económica, ambiental, de industria e infraestructura de Nuevo León	22
3.2. Caracterización energética del estado de Nuevo León	24
3.3. Capacidad instalada de generación eléctrica en Nuevo León a 2022	25
3.3.1. Consumo de energía eléctrica en Nuevo León	25
3.3.2. Costo de energéticos en Nuevo León	26
3.3.3. Potencial Renovable de Nuevo León	27
4. Análisis de potencial técnico-económico de producción de H₂ verde en el estado de Nuevo León	29
4.1. Metodología	29
4.1.1. Exclusión de zonas por consideraciones ambientales y sociales	30
4.1.2. Exclusión de zonas por consideraciones topográficas	31
4.1.3. Cálculo de Costo Nivelado de Hidrógeno	31
4.1.4. Análisis de los resultados	33
5. Análisis cualitativo de demanda de hidrógeno verde	39
5.1. Demanda actual de hidrógeno en Nuevo León	39
5.2. Evaluación de competitividad en costo por sector	40
5.2.1. Estimaciones de la paridad de costos	40
5.2.2. Hidrógeno como materia prima	41
5.2.3. Transporte pesado con hidrógeno	41
5.2.4. Hidrógeno como energético	44
5.3. Estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H ₂	45
5.4. Matriz de indicadores cualitativos	47
5.5. Drivers y barreras del hidrógeno por sector	48
5.5.1. Drivers – industria	48
5.5.2. Barreras – industria	48
5.5.3. Drivers – transporte	48
5.5.4. Barreras – transporte	48

5.5.5. Drivers – energía eléctrica	48
5.5.6. Barreras – energía eléctrica	48
6. Análisis de uso sustentable de agua	49
6.1. Requerimientos de cantidad y calidad de agua para la producción de hidrógeno	49
6.2. Lineamientos para la priorización de los usos del agua en México	49
6.3. Indicadores clave para la evaluación de disponibilidad de agua	50
6.4. Caracterización de la disponibilidad de agua en Nuevo León	50
6.5. Análisis de las implicaciones de la caracterización del recurso hídrico en Nuevo León para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde	53
6.5.1. Disponibilidad de agua total y potencial máximo de producción de hidrógeno verde	53
6.5.2. Curvas de mérito de producción de hidrógeno, incorporado el consumo de agua	55
6.5.3. Consumo de agua esperable para el desarrollo de proyectos de hidrógeno en Nuevo León	57
6.5.4. Calidad del agua	57
6.5.5. Zona de Pago de Derechos	57
7. Análisis de consideraciones legales y regulatorias para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde	59
7.1. Marco Regulatorio	59
7.1.1. Sector Energético	59
7.1.2. Menciones del hidrógeno en la legislación	59
7.1.3. Consideraciones regulatorias y normativas para proyectos de hidrógeno	60
7.2. Aspectos sociales	61
7.2.1. Conflictos sociales con proyectos de renovables de gran escala	61
7.2.2. La evaluación de Impacto Social (Evis)	62
8. Análisis de interacción con otros mercados	63
8.1. Contexto manufacturero y de exportación de Nuevo León	63
8.2. Contexto del hidrógeno en Texas	67
8.3. Exportación de hidrógeno de Nuevo León a Texas	70
8.4. Exportación de hidrógeno de Nuevo León a Europa	74
9. Barreras, obstáculos y oportunidades. Recomendaciones y conclusiones para el Estado de Nuevo León	78
9.1. Barreras y obstáculos	78
9.2. Oportunidades	78
9.2.1. Manufactura de equipos asociados al hidrógeno	78
9.2.2. Producción de hidrógeno verde a bajo costo	79
9.2.3. Descarbonización de la industria y el transporte	79
9.3. Recomendaciones	80
9.3.1. Cooperación intersectorial y acción gubernamental	80
9.3.2. Iniciativas y proyectos	81
9.4. Conclusiones	82
Anexos	83
Bibliografía	93

Lista de Tablas

Tabla 1. Condiciones de exclusión según el uso del suelo.	30
Tabla 2. Condiciones de exclusión según las características topográficas	31
Tabla 3. Dimensionamiento óptimo del parque de energía renovable para el menor LCOH según las tecnologías usadas para 2 puntos arbitrarios en el estado de Nuevo León.	38
Tabla 4. Especificaciones del agua tipo II, de acuerdo con el estándar ASTM 1193.	49
Tabla 5. Clasificación del grado de presión del agua renovable.	50
Tabla 6. Análisis de sensibilidad LCOH para transporte de H ₂ desde Nuevo León a Texas mediante gasoductos.	72
Tabla 7. Matriz de indicadores cualitativos	84
Tabla 8. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable y de hidrógeno.	85
Tabla 9. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable y de hidrógeno.	93

Lista de figuras

Figura I. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos con energía solar y eólica en 2030 (izquierda) y representación del potencial teórico de electrólisis en el estado de según el costo objetivo por fuente renovable (derecha).	12
Figura II. Paridad de costos del hidrógeno como materia prima.	13
Figura III. Mapa de capacidad instalable de electrólisis en Nuevo León teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado en 2022 y curvas según disponibilidad de agua y recurso renovable a partir de energía eólica (arriba) y solar (abajo).	14
Figura 1. Esquema de un electrolizador de tipo alcalino para la producción de hidrógeno.	17
Figura 2. Esquema de una celda de combustible de hidrógeno.	17
Figura 3. Datos físicos, técnicos y proporcionales del hidrógeno molecular.	18
Figura 4. Cadena de valor del hidrógeno verde.	19
Figura 5. Transporte del hidrógeno.	21
Figura 6. Distribución de la generación eléctrica en Nuevo León, por tipo de tecnología y fuente de energía.	25
Figura 7. Histórico y proyecciones de consumo de energía eléctrica en el estado de Nuevo León (Con intervalos de confianza del 30%).	26
Figura 8. Proyecciones de costos energéticos (en términos de sus propiedades energéticas) de gasolina, diésel, gas natural, electricidad e hidrógeno producido a partir de energía solar y eólica en el estado de Nuevo León.	26
Figura 9. Potencial eólico en el estado de Nuevo León.	27
Figura 10. Potencial solar en el estado de Nuevo León.	28

Figura 11. Esquema simplificado del proceso de obtención del potencial técnico-económico a partir de las diferentes capas de datos en el estado de Nuevo León.	29
Figura 12. Zonas de restricción técnica, ambiental o social en el estado de Nuevo León.	30
Figura 13. Características topográficas del estado de Nuevo León evaluadas para determinar las zonas adecuadas según la tecnología. Fuente: elaboración propia.	31
Figura 14. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos con energía solar y eólica en 2030 (izquierda) y 2050 (derecha) en el estado de Nuevo León.	32
Figura 15. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Nuevo León al 2030, agrupada por percentiles.	33
Figura 16. Acercamiento a la figura 15, las marcas en el eje X corresponden al valor mínimo de LCOH (1.62 USD/kg) y a los percentiles P5, P10, P15, P20 y P25.	35
Figura 17. Representación del potencial teórico de electrólisis en el estado de Nuevo León según el costo objetivo y la tecnología de generación de la energía renovable.	36
Figura 18. Capacidad acumulada instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Nuevo León en 2050.	37
Figura 19. Ubicación de plantas con producción y consumo de hidrógeno mayor a mil toneladas por año en el estado de Nuevo León.	39
Figura 20. Demanda y oferta del hidrógeno en el estado de Nuevo León.	39
Figura 21. Paridad de costos entre hidrógeno gris y verde (solar y eólico) como materia prima en el sector industrial.	41
Figura 22. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado.	42
Figura 23. Análisis de sensibilidad de costos por kilómetro recorrido entre tecnología convencional (ICE) y las celdas de combustible (FCEV).	43
Figura 24. Comparativo de TCO de diferentes tecnologías para camiones de carga en México 2030.	44
Figura 25. Paridad de costos de hidrógeno en generación de energía eléctrica.	45
Figura 26. Evolución de la demanda de hidrógeno en Nuevo León 2020 – 2050.	46
Figura 27. Estimación de infraestructura de generación renovable para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno en Nuevo León (solar y eólico considerando el P10).	47
Figura 28. Matriz de indicadores cualitativos para Nuevo León.	47
Figura 29. Capacidad instalable máxima de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Nuevo León, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020 y el potencial renovable factible del estado a 2022.	54
Figura 30. Capacidad de producción de hidrógeno en Nuevo León a partir de fuentes eólicas y solares, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado, y valores de LCOH promedio correspondientes a cada zona (en USD/kg de H ₂)	55
Figura 31. Curva de mérito de capacidad de electrólisis instalable y consumo de agua correspondiente con base en los LCOH eólico y solar a 2030. En rojo la demanda estimada del estado bajo un escenario de adopción elevada.	56
Figura 32. Marco regulatorio para las tecnologías de hidrógeno como un energético en México.	60
Figura 33. Conflictos reportados por el proyecto 'Conversando con Goliath, 2019.	62
Figura 34. Principales sectores económicos de exportación en Nuevo León.	63
Figura 35. Top 3 de municipios de producción para exportación	64
Figura 36. Infraestructura existente para exportación en el estado de Nuevo León.	64
Figura 37. Distribución de parques industriales en Nuevo León.	65
Figura 38. Demanda futura (2050) de hidrógeno limpio en los estados de Texas y Luisiana.	68
Figura 39. Ubicación geográfica de los principales proyectos de hidrógeno en Texas.	69

Figura 40. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en tube trailers.	70
Figura 41. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde líquido en trailers.	71
Figura 42. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en hidroductos.	71
Figura 43. LCOH al 2030 en regiones cercanas a Puerto de Corpus Christi (radio 500 km y evaluación de competitividad de exportación de Nuevo León).	73
Figura 44. Demanda de hidrógeno bajo Carbono en la U.E.	74
Figura 45. Demanda de hidrógeno bajo en carbono por sector en la UE en 2030.	75
Figura 46. LCOH a 2030 para exportación marítima de hidrógeno líquido desde Nuevo León – Puerto Altamira – Puerto Rotterdam.	76
Figura 47. LCOH a 2030 para exportación marítima de amoniaco desde Nuevo León – Puerto Altamira – Puerto Rotterdam.	76
Figura 48. LCOA a 2030 para exportación marítima de Amoniaco desde Nuevo León – Puerto Altamira – Puerto Rotterdam.	77
Figura 49. Metodología para determinar la paridad de costos.	88
Figura 50. Portadas del MEDIRSE (arriba) y de la Guía de due diligence técnica para proyectos fotovoltaicos (abajo).	90
Figura 51. Cadena de valor para la producción, transporte y uso final del hidrógeno en el transporte.	92
Figura 52. Costo del hidrógeno en punto de suministro para vehículos (HRS).	92

Abreviaturas

ASTM	Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials)
ALK	(Celda de combustible o electrolizador) Alcalino (Alkaline)
BEV	Vehículo eléctrico de batería (Battery electric vehicle)
BTU	Unidad Térmica Británica (British Thermal Unit)
CAPEX	Gastos de capital (Capital Expenditures)
CO₂	Dióxido de Carbono
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua (de México)
EZ	Electrólisis (Electrolysis)
FC	Celda de Combustible (Fuel Cell)
FCEV	Vehículo eléctrico a celda de combustible (Fuel Cell Electric Vehicle)
FLH	Horas a carga plena (Full Load Hours)
GN	Gas Natural
H₂	Hidrógeno
H₂V	Hidrógeno verde
HRS	Estación de recarga de hidrógeno (Hydrogen Refuelling Station)
ICE	Motor de combustión interna (Internal Combustion Engine)
IED	Inversión Extranjera Directa
kg	Kilogramo
Kton	Kilotonelada (mil toneladas eléctricas)
kWh	Kilovatio-hora
LCOE	Costo Nivelado de Electricidad (Levelized Cost of Energy)
LCOH	Costo Nivelado de Hidrógeno (Levelized Cost of Hydrogen)
LH₂	Hidrógeno Líquido (Liquid Hydrogen)
LOHC	Portador Orgánico Líquido de Hidrógeno (Liquid Organic Hydrogen Carrier)
MCH	Metilciclohexano
MJ	Mega-julios
MM	Millones
MW	Megavatios
NH₃	Amoníaco
NL	Estado de Nuevo León
Nm³	Normo metro cúbico
O₂	Oxígeno
OPEX	Costos operacionales (Operational Expenditures)
PAOT	Procuraduría Ambiental y del Ordenamiento Territorial de CDMX
PCI	Poder Calorífico Inferior
PEM	(Celda de combustible o electrolizador) de Membrana de Intercambio de Protones (Proton Exchange Membrane)
PIB	Producto Interno Bruto
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PV	Energía solar fotovoltaica (Photovoltaic)

SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales de México
SINA	Sistema Nacional de Información del Agua (de México)
SMR	Reformado de Metano a vapor (producción de H ₂ , Steam Methane Reforming)
SOEC	Electrolizador de Óxido Sólido
USD	Dólares estadounidenses

Resumen Ejecutivo

Hidrógeno verde en el contexto económico y energético de Nuevo León

El hidrógeno verde es considerado un vector para la descarbonización del transporte, la energía y la industria, en particular en aquellas consideradas difíciles de electrificar como la producción de cemento o acero, y como un insumo químico para procesos industriales como la refinación de crudo o la producción de amoníaco. El hidrógeno verde es producido mediante la separación de la molécula del agua (H_2O) en sus elementos constituyentes: hidrógeno y oxígeno, empleando una corriente eléctrica de fuentes renovables a través de un electrolizador.

El estado de Nuevo León cuenta con una abundante actividad industrial, albergada en una gran cantidad de parques y clústeres industriales, concentrados principalmente en la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM), en donde también se producen la mayoría de sus productos para exportación. En términos de manufactura, la industria automotriz es el principal motor económico, representando junto con la producción de equipos eléctricos y electrodomésticos, el 62% de sus exportaciones. El principal socio comercial e inversionista del estado de Nuevo León son los Estados Unidos, seguido de Canadá y de Brasil.

El estado cuenta con políticas para reducir las emisiones de GEI y promover el transporte sustentable, así como la implementación de energías limpias para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. El potencial de reducción de emisiones que podría posibilitar el hidrógeno para sectores como la industria y el transporte podría ser beneficioso para reducir las emisiones de gases contaminantes, contribuyendo a mejorar la calidad del aire en la ZMM.

En Nuevo León la demanda de energía eléctrica está abastecida principalmente por plantas de ciclo combinado a gas natural de bajo costo, que representan más del 80% de la generación. Se espera que la contribución de las energías renovables, si bien aún es menor al 10%, comience a cobrar mayor relevancia debido a la actual

planeación de estrategias gubernamentales para su fomento y de proyectos de generación de energía limpia en el estado.

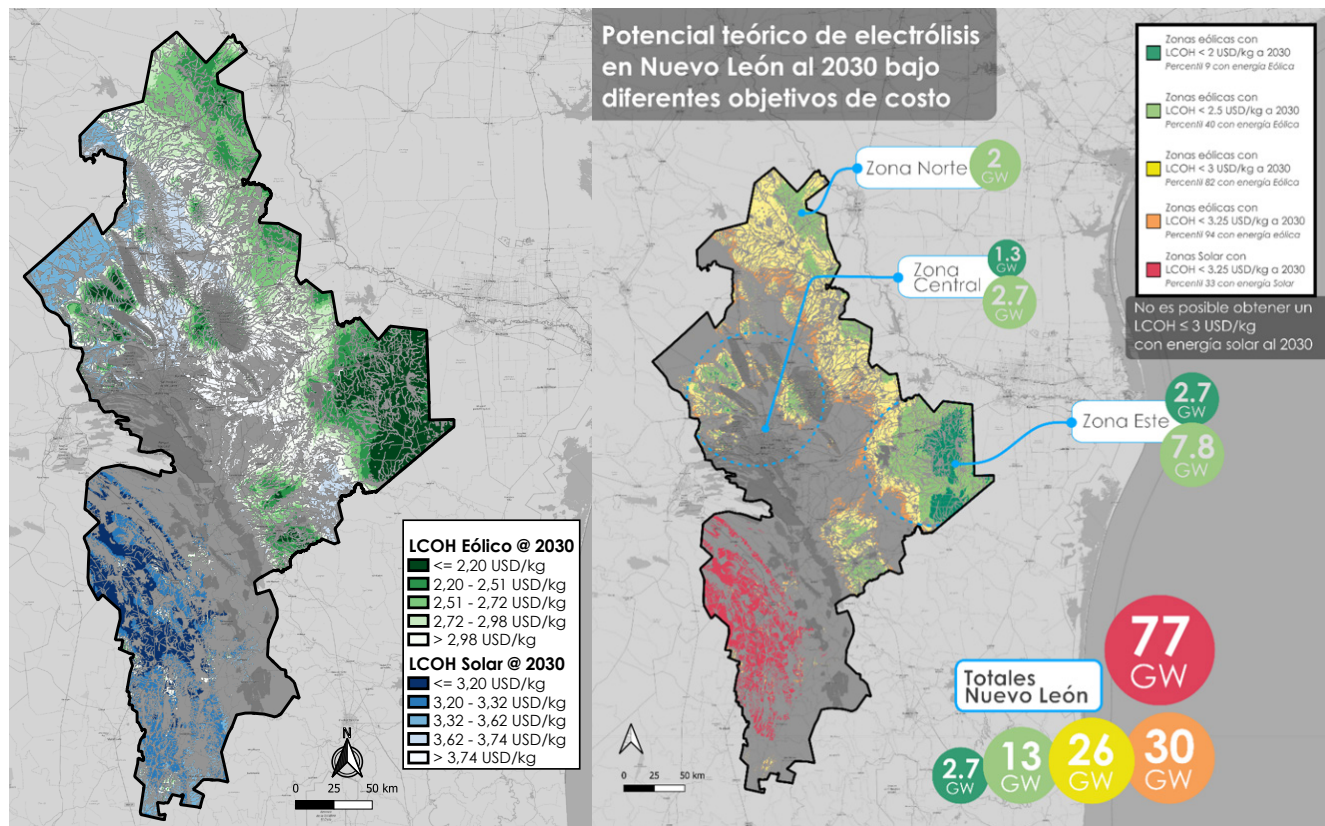
Potencial técnico-económico de producción de hidrógeno verde

Nuevo León cuenta con zonas de excelente recurso eólico, lo que le permitiría tener costos de generación eléctrica competitivos y altos factores de planta para la producción de hidrógeno incluso arriba del 90%, lo que se traduce en un potencial para producir hidrógeno verde de menor costo usando el dimensionamiento adecuado del parque renovable y la capacidad de electrólisis.

Los análisis realizados proyectan un costo nivelado del hidrógeno (LCOH) entre 1.62 y 3.46 USD/kg H_2 al 2030 aprovechando el recurso eólico y entre 3.06 y 3.82 USD/kg H_2 a partir de energía solar. **La región con potencial producción de menor costo está en el este del estado, en torno a los municipios de China y General Bravo. Ahí se podrían instalar hasta 6.4 GW de electrólisis (11.6 GW de energía eólica) en un rango de 1.62 a 2.2 USD/kg H_2 , empleando cerca del doble de la capacidad instalada de generación con los que actualmente cuenta el estado de 6 GW. Entre la zona este y la zona centro, se podrían instalar 4 GW de electrólisis alimentados por energía eólica con LCOH menor a los 2 USD/kg H_2 en 2030.** Finalmente, se podrían instalar hasta 13 GW acumulados de electrólisis en el estado con LCOH entre 2 y 2.5 USD/kg H_2 en 2030, con concentraciones de 7.8 GW, 2.7 GW y 2 GW para las zonas este, centro y norte del estado, respectivamente, como se muestra en la Figura I.

Además de la región este del estado, una ubicación potencialmente atractiva para los primeros proyectos piloto podría ser en el municipio de Higuera por su abundante recurso eólico y su cercanía a la ZMM. Se prevé que los proyectos de generación de hidrógeno a partir de energía solar antes de 2030 solo se desarrollarán si existe una alta demanda al suroeste del estado.

Figura I. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos con energía solar y eólica en 2030 (izquierda) y representación del potencial teórico de electrólisis en el estado de según el costo objetivo por fuente renovable (derecha).



Para el 2050 el hidrógeno generado a partir de energía solar podrá ganar terreno con respecto al eólico en algunos municipios como General Terán, Los Ramones y Sabinas Hidalgo. Sin embargo, se proyecta que la producción de hidrógeno a partir de energía eólica siga siendo generalmente más competitiva en costos.

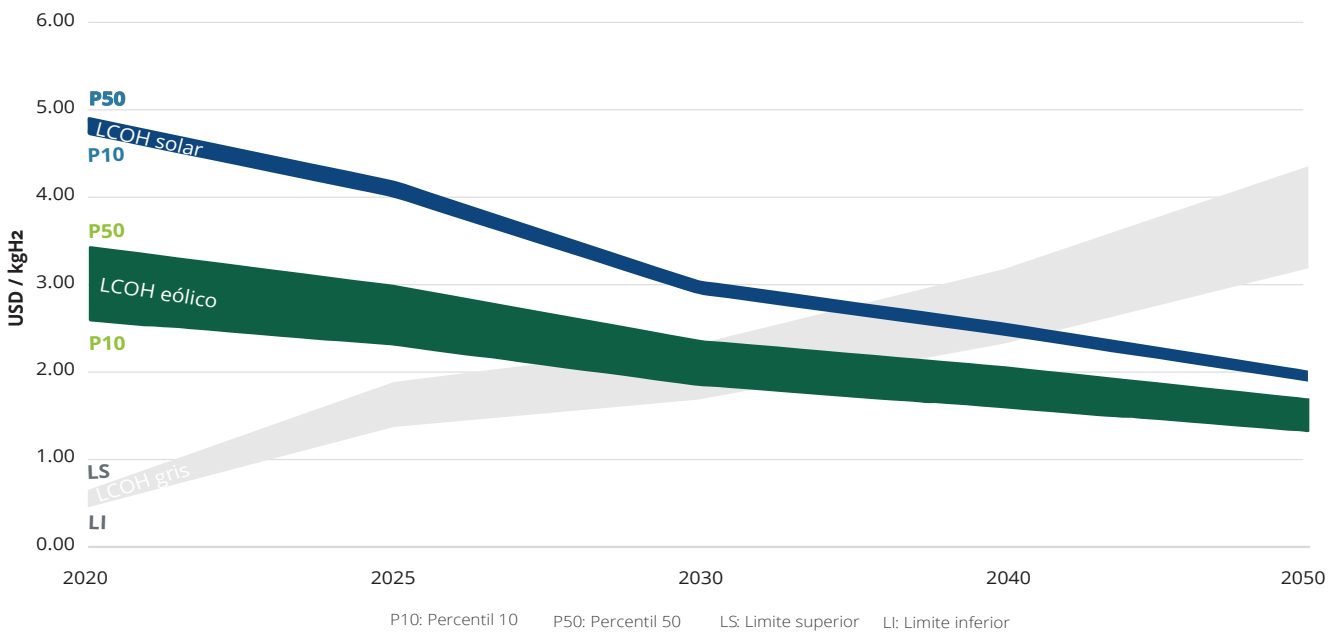
Potencial demanda de hidrógeno en el estado

Se proyecta que el transporte terrestre pesado con hidrógeno tendrá una paridad de costo antes del 2025, al comparar el costo total de propiedad del vehículo (TCO) contra los vehículos convencionales a diésel. El análisis de TCO considera que seguirá reduciendo el costo del hidrógeno en los próximos años, así como ahorros en combustible por una mayor eficiencia energética respecto a los de combustión interna. Los segmentos vehiculares con mayor potencial para los primeros casos de negocio atractivos serán aquellos con altos requeri-

mientos operativos, como el transporte de carga pesada. Para 2050 el sector de transporte es el que podría constituir la demanda de hidrógeno verde más representativa del estado. Se sugiere estudiar el desarrollo de un hub de transporte de carga con hidrógeno en torno a la ruta Nuevo Laredo – Monterrey, con posibles ramificaciones hacia Saltillo o hacia el sur. Una ruta fija y bidireccional podría facilitar el establecimiento de puntos de repostaje de hidrógeno verde

Actualmente el mayor centro de producción y consumo de hidrógeno en Nuevo León es la refinería de Cadereyta, la cual consume aproximadamente 48 mil toneladas al año de hidrógeno gris. Las estimaciones de paridad de costo indican que el sector de refinación tendría la oportunidad de sustituir su consumo de hidrógeno gris actual por verde entre 2028 y 2037, según evolucionen en costos las tecnologías renovables, de hidrógeno, y del gas natural con el cual actualmente produce su H₂. En el rango más favorable, esto podría representar una de las primeras oportunidades de suministro de hidrógeno verde de gran escala en el estado.

Figura II. Paridad de costos del hidrógeno como materia prima.



Existen otras empresas que consumen hidrógeno en el estado, sin embargo, lo hacen en cantidades menores, por lo que el desarrollo de proyectos piloto de pequeña escala representa una oportunidad para implementar y desarrollar conocimiento sobre estas tecnologías. Este tipo de usuarios eventualmente podrían verse beneficiados de proyectos de mayor escala que les proporcionen hidrógeno verde a un menor costo para contribuir en la reducción de sus emisiones, aunque requeriría la inversión en cambios tecnológicos en sus procesos, lo cual podría llegar a ser un obstáculo para su adopción temprana.

Para la generación de energía eléctrica, se estima que hasta la década del 2040 será posible alcanzar paridad de costos entre la generación a partir de gas natural y la producida usando turbinas o celdas de combustible de hidrógeno en Nuevo León. La principal razón se debe al bajo costo del gas natural importado de Texas. El hidrógeno verde sería más competitivo que el diésel, la gasolina y la electricidad proveniente de la red en el estado antes del 2040.

Las industrias de la refinación de crudo y la producción de amoníaco llevan décadas trabajando con procesos termoquímicos donde el hidrógeno juega un papel importante y podrían ser de las primeras en adoptarlo a gran escala una vez que sea competitivo en costo. Sin embargo, es más probable que el crecimiento de la demanda de hidrógeno verde a nivel estatal sea guiado por los nuevos usos del hidrógeno como podría ser el transporte, la producción de amoníaco para otros usos,

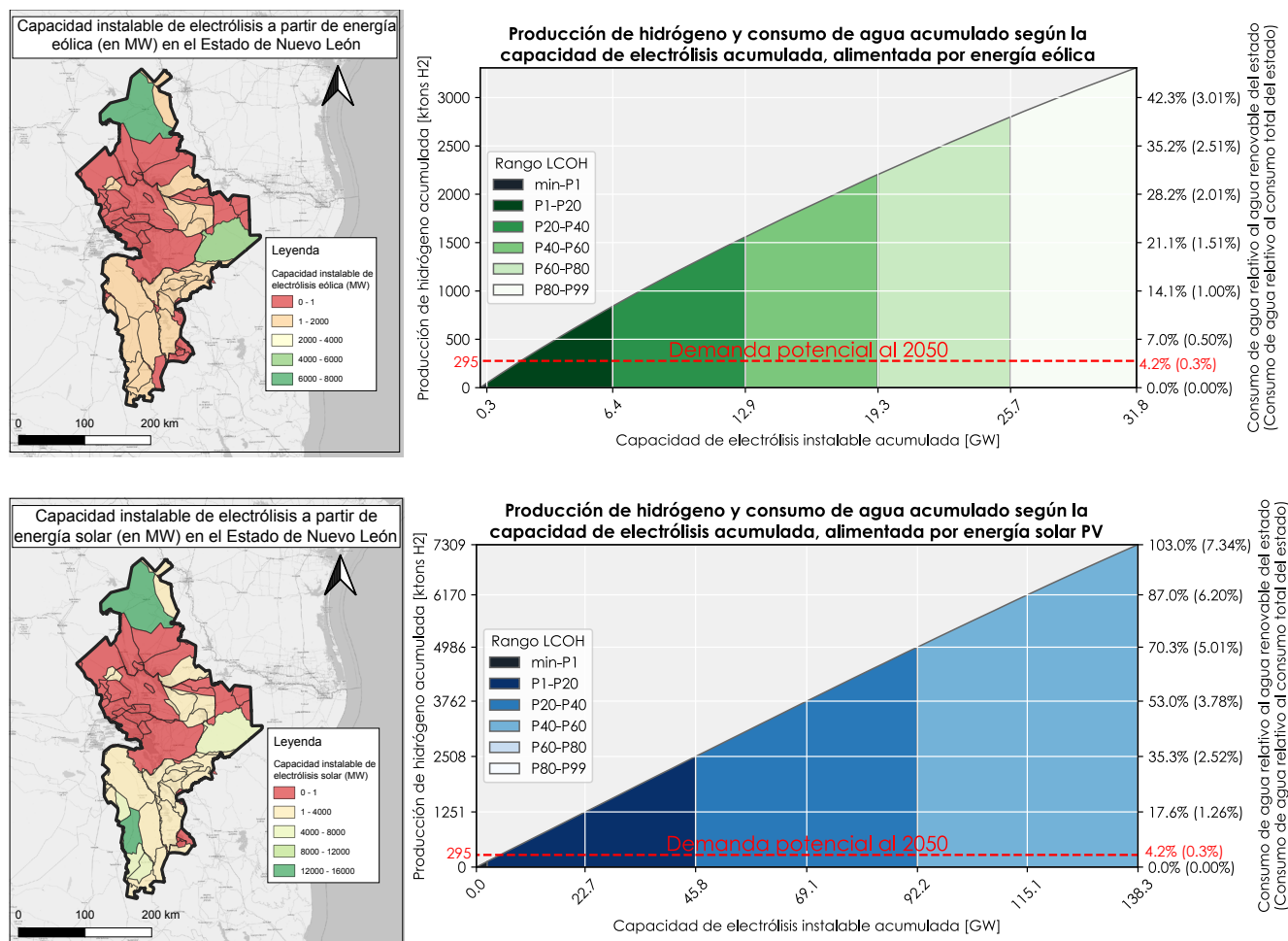
o la descarbonización de la producción de acero, siendo estos los que mayor potencial de adopción tendrían a 2050 según los costos de paridad identificados.

Uso sustentable del agua

Para lograr abastecer la demanda actual de Nuevo León de aproximadamente 50 kton de H₂ con hidrógeno verde, se requeriría un volumen de agua equivalente a aproximadamente el 0.05% del consumo total del estado en 2019 (1 hm³/año). Similarmente, **considerando un escenario de adopción alto y creciente de hidrógeno verde, hacia 2050 se requeriría el equivalente al 0.34% del consumo actual de agua del estado (6.85 hm³/año)** para suministrar el total de demanda proyectada de 295 kton de H₂ por año. Por ello, no se considera que la producción de hidrógeno verde afectaría significativamente la disponibilidad de agua para otros usos a nivel estatal.

La calidad del agua disponible en el estado no es una limitación para su utilización en proyectos de hidrógeno, ya que los procesos de tratamiento a los que debe someterse para obtener el grado de pureza necesario para los electrolizadores permitirían tratar los contaminantes presentes. Adicionalmente, se debe recordar que los costos del tratamiento y transporte de agua son poco significativos dentro del proceso de producción de hidrógeno (no superan el 2% del costo total, aún si se debe recurrir a la desalinización de agua donde sea una alternativa).

Figura III. Mapa de capacidad instalable de electrólisis en Nuevo León teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado en 2022 y curvas según disponibilidad de agua y recurso renovable a partir de energía eólica (arriba) y solar (abajo).



Oportunidades en exportación

Nuevo León es una de las entidades federativas de México con mayor impacto en la producción de bienes y servicios para la exportación. Municipios en la ZMM se caracterizan por su activa participación comercial, principalmente con Estados Unidos, enfocados a la venta de equipos de transporte, generación de energía eléctrica y productos metálicos, que son sectores en los cuales se espera exista una demanda creciente de equipos asociados al hidrógeno verde. Lo anterior podría potencialmente posicionar al estado como un productor y exportador a Norte América de tecnologías asociadas al hidrógeno verde como electrolizadores, celdas de combustible, vehículos impulsados por hidrógeno (FCEV) y sus componentes.

Texas se identificó como un mercado vecino que demandará gran cantidad de hidrógeno bajo en carbono. con una demanda anual de 21 millones de toneladas para consumo doméstico en 2050. Sin embargo, Texas busca posicionarse como un actor clave a nivel mundial para

la exportación de hidrógeno bajo en carbono y contará con subsidios de hasta 3 USD/kg H₂ para la producción de hidrógeno provenientes de la Ley de Reducción de la Inflación (IRA), combinables con 26 USD/MWh de subsidio a la generación renovable. Considerando que los costos de producción de H₂ verde son similares a los de Nuevo León, se espera que se le dificulte al hidrógeno verde mexicano competir en Texas, aun cuando se transporte en ductos dedicados, con lo cual se podría entregar en centros de gran demanda como Corpus Christi en 2.11 USD/kg H₂.

Nuevo León junto con Tamaulipas y Coahuila podrían tener el potencial de construir un hub regional de producción de hidrógeno verde para la exportación hacia Europa o Texas, o bien de pensar en una alianza entre México y Estados Unidos para conformar un hub binacional de exportación de hidrógeno verde a Europa a través del puerto de Altamira o el de Corpus Christi. Sin embargo, se deben de tener en cuenta los desafíos en costos a causa de los subsidios que el gobierno de Estados Unidos desplegó a través de la IRA de 2022.

La estrategia de exportación bien sea desde Texas o de Altamira se deberá definir de acuerdo con la mayor competitividad que se obtenga a partir de los incentivos políticos, económicos y administrativos de cada región.

Conclusiones

La adopción del hidrógeno verde junto con la descarbonización de las diferentes industrias en el estado se podría impulsar a través de la implementación de proyectos piloto que permitan el desarrollo de una curva de aprendizaje en proyectos a lo largo de la cadena de valor de este vector energético y sus derivados. En la medida que las industrias con mayor potencial de descarbonización encuentren modelos de negocio sostenibles desde el punto de vista económico, social y ambiental para la producción y aprovechamiento del hidrógeno verde, mayor será su velocidad de adopción.

Para lograr un mayor impacto será necesaria la integración y colaboración del sector industrial, el sector público y la academia, así como potenciales agentes de financiamiento como la banca de desarrollo. Todos

estos sectores sumarían esfuerzos no solo en acelerar la adopción tecnológica sino también en la producción de conocimiento que sería fundamental para la exportación de bienes y servicios en la industria del hidrógeno verde.

El sector del transporte pesado es considerado en general como uno de los más prometedores para el uso de hidrógeno verde. El estado de Nuevo León cuenta con las características que le permitirían descarbonizar este sector a través de la implementación de tecnologías bajas en emisiones como los vehículos de baterías y aquellos de celdas de combustible. Un análisis más detallado en este sector debería ser considerado al formular una hoja de ruta para la descarbonización del transporte, tanto para la implementación de proyectos como en la búsqueda de oportunidades en la industria manufacturera, aprovechando la amplia experiencia e infraestructura en la producción de equipos y partes automotrices con la que cuenta el estado.

El desarrollo de una Estrategia de Hidrógeno Verde de Nuevo León y Hojas de Ruta de adopción por segmento de aplicación podría ser instrumental para el despliegue oportuno de la economía del hidrógeno verde en el estado.

1. Introducción

Actualmente, el mundo vive un proceso de transición energética, buscando dejar atrás las fuentes tradicionales de energía, mayormente dependientes de los combustibles fósiles y con una alta huella de carbono, hacia tecnologías con un menor impacto ambiental, bajo principios de sustentabilidad y de reducción de emisiones de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático.

En este contexto, el hidrógeno bajo en carbono¹ es una molécula que ha cobrado relevancia durante los últimos años, y desde ahora se perfila como un vector energético promotor de la descarbonización, especialmente en sectores difíciles de electrificar (como las aplicaciones térmicas de alta temperatura, la aviación, el transporte marítimo y de carga pesada), y en otros en los que es empleado desde hace décadas como materia prima (como la refinación de crudo, la producción de amoníaco y la reducción directa de hierro en la industria del acero).

El hidrógeno no es una fuente primaria de energía, sino un vector energético. Esto significa que se produce a partir de un energético primario, como la energía solar fotovoltaica o la eólica. Cuando la energía utilizada para la producción de hidrógeno es renovable, se le conoce como “hidrógeno verde”. En ese caso, la energía eléctrica de las fuentes renovables se alimenta a un equipo llamado electrolizador, en el que la molécula de agua se descompone en sus dos elementos fundamentales: oxígeno e hidrógeno. El oxígeno puede ser capturado o liberado al medio ambiente, y el hidrógeno se puede almacenar, transportar y aprovechar como materia prima o combustible.

Las dos condiciones físicas más importantes para la producción de hidrógeno verde son la disponibilidad de agua y un alto potencial de recursos renovables. México, por su posición geográfica y su extensión territorial, es considerado un país favorable para la producción de hidrógeno verde a costos competitivos y dentro de él existen regiones que intuitivamente se pueden suponer con alto potencial para el hidrógeno verde, especialmente en el norte del país.

En este estudio se analizan las potenciales oportunidades que tiene el estado de Nuevo León para la producción, aprovechamiento y exportación de hidrógeno verde. Con este fin, se llevaron a cabo 6 tareas principales, correspondientes con los capítulos del presente reporte:

1. Una descripción de los conceptos básicos del hidrógeno verde, su cadena de valor y aplicaciones, con la finalidad de sentar una base de entendimiento para el resto del reporte;
2. Una caracterización social, económica, ambiental, energética y de la industria e infraestructura de Nuevo León, con el fin de trazar la línea base para la adopción del hidrógeno verde;
3. Un análisis del potencial técnico-económico para la producción de hidrógeno verde en el estado, partiendo de la evaluación de su potencial, costo y viabilidad para la instalación y aprovechamiento de proyectos de energía renovable;
4. Un análisis cualitativo de la demanda de hidrógeno verde en Nuevo León, con el objetivo de identificar el potencial de consumo en los segmentos previstos con mayor facilidad de adopción en gran escala dentro del estado;
5. Una caracterización de la calidad y disponibilidad del agua en el estado, con el fin de evaluar qué implicaciones tiene esto para la realización de proyectos de producción de hidrógeno verde;
6. Un análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales relevantes al desarrollo de proyectos de hidrógeno verde; y
7. Un estudio de interacción con otros mercados internacionales, con el propósito de identificar oportunidades de exportación de hidrógeno o las tecnologías asociadas desde Nuevo León.

Con base en estos análisis, se realizó una evaluación de barreras, obstáculos y oportunidades para la adopción del hidrógeno verde en Nuevo León, para culminar con una serie de recomendaciones finales y conclusiones que se incluyen en el capítulo 8.

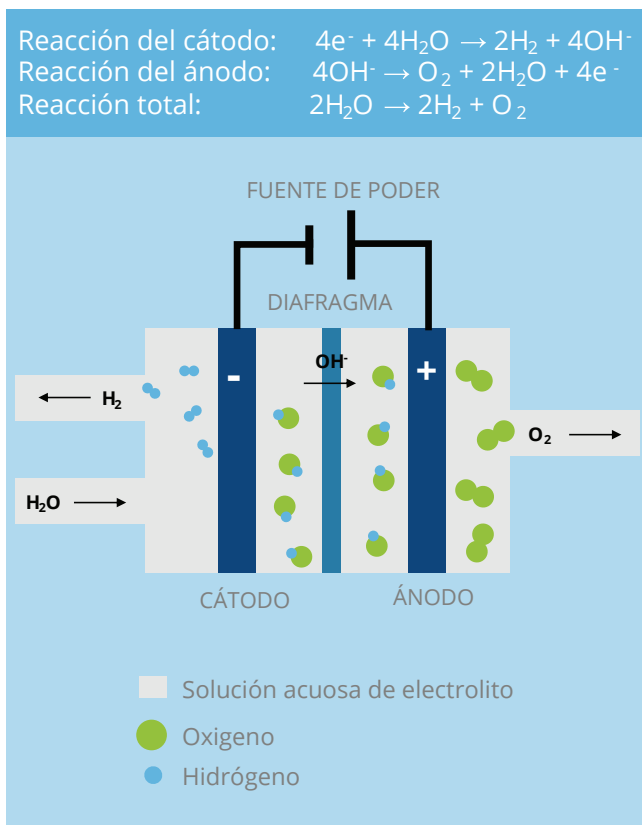
¹ En general, el hidrógeno bajo en carbono hace referencia a aquel cuyos procesos de producción resultan en emisiones significativamente menores a las del hidrógeno producido por métodos convencionales, que son principalmente el reformado con vapor de gas natural y la gasificación de carbón. Este término incluye al hidrógeno producido a partir de energía no renovable baja en carbono (como la nuclear), combustibles fósiles con la incorporación de sistemas de captura de carbono, el reformado de biogás y a la electrólisis alimentada con de energía renovable, este último conocido como hidrógeno verde. El presente reporte se enfocará en el H₂ verde, pues es el que se ha identificado con un alto potencial de descarbonización y de despliegue a partir de los abundantes recursos renovables de México.

2. Bases del hidrógeno verde: Tecnologías, Aplicaciones y Mercados

2.1. ¿Qué es el hidrógeno verde?

El hidrógeno verde es un combustible o molécula para procesos químicos de bajas emisiones producido a partir de agua y energía renovable por medio de un proceso llamado electrólisis que se lleva a cabo en un electrolizador, como se muestra en la Figura 1. Durante la electrólisis, la molécula de agua se rompe para la producción de hidrógeno y oxígeno en estado gaseoso a partir del suministro de una corriente directa de energía eléctrica. Si esta energía eléctrica proviene de fuentes renovables, se le conoce como hidrógeno renovable o hidrógeno verde. Este combustible puede ser usado para impulsar vehículos terrestres, barcos, aviones, almacenar energía eléctrica y térmica, así como alimentar procesos industriales; ayudando a descarbonizar una variedad de aplicaciones industriales y contribuir a la transición energética.

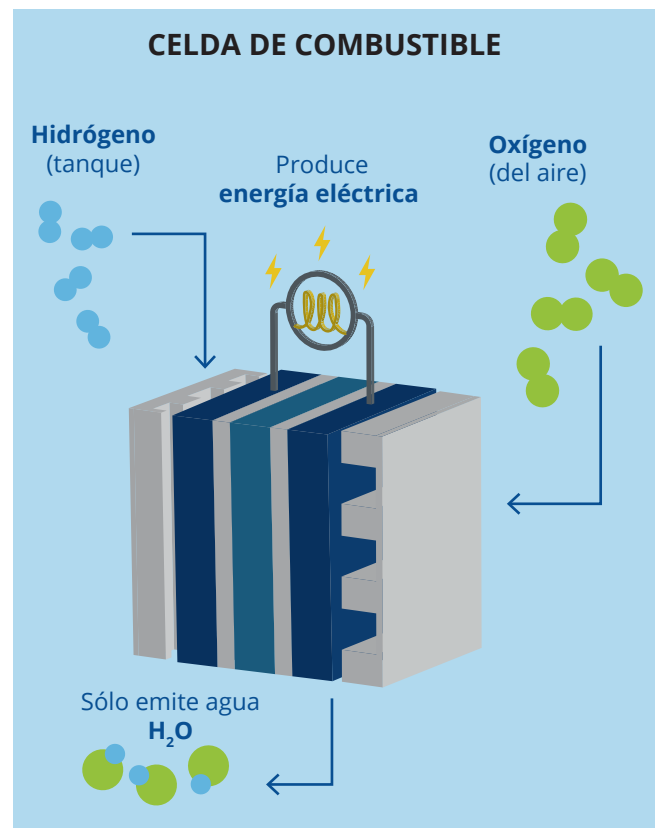
Figura 1. Esquema de un electrolizador de tipo alcalino para la producción de hidrógeno.



Fuente: elaboración propia.

A la inversa, la producción de energía eléctrica se da en celdas de combustible, las cuales usan hidrógeno almacenado y toman oxígeno del aire, y los mezclan para formar agua, generando así una corriente eléctrica que puede ser suministrada como energía para la red eléctrica o para la alimentación de motores eléctricos en vehículos, posibilitando un funcionamiento libre de emisiones, como se ve en la Figura 2.

Figura 2. Esquema de una celda de combustible de hidrógeno.



Fuente: Adaptado de (FCHEA, 2022)

2.2. Conceptos básicos del hidrógeno

El hidrógeno se posiciona en la actualidad como un elemento químico que ayudará a la descarbonización de la economía. El hidrógeno como elemento se encuentra por lo general en forma de molécula diatómica (H_2), en fase gaseosa o acoplado a otras moléculas como en el agua o en compuestos orgánicos C_xH_y .

El hidrógeno como molécula (H_2) cuenta con una versatilidad única: esto permite que la energía se pueda transportar, almacenar y luego ser reconvertida en calor

o electricidad, por lo cual se considera al hidrógeno como un vector energético.

Figura 3. Datos físicos, técnicos y proporcionales del hidrógeno molecular.



Fuente: Elaboración propia

La densidad energética por unidad de masa del hidrógeno en comparación con combustibles convencionales² es tres veces superior, lo que lo hace un elemento con alto potencial de ser usado para su aprovechamiento como fuente de energía al ser desprendida al reaccio

nar. Sin embargo, la densidad energética por unidad de volumen es de tan sólo el 25% de aquella que contienen los combustibles fósiles líquidos³, lo que implica ocupar un mayor espacio de almacenamiento. La Figura 3 presenta los datos físicos y técnicos proporcionales del hidrógeno molecular.

2.3. Cadena de valor del hidrógeno verde

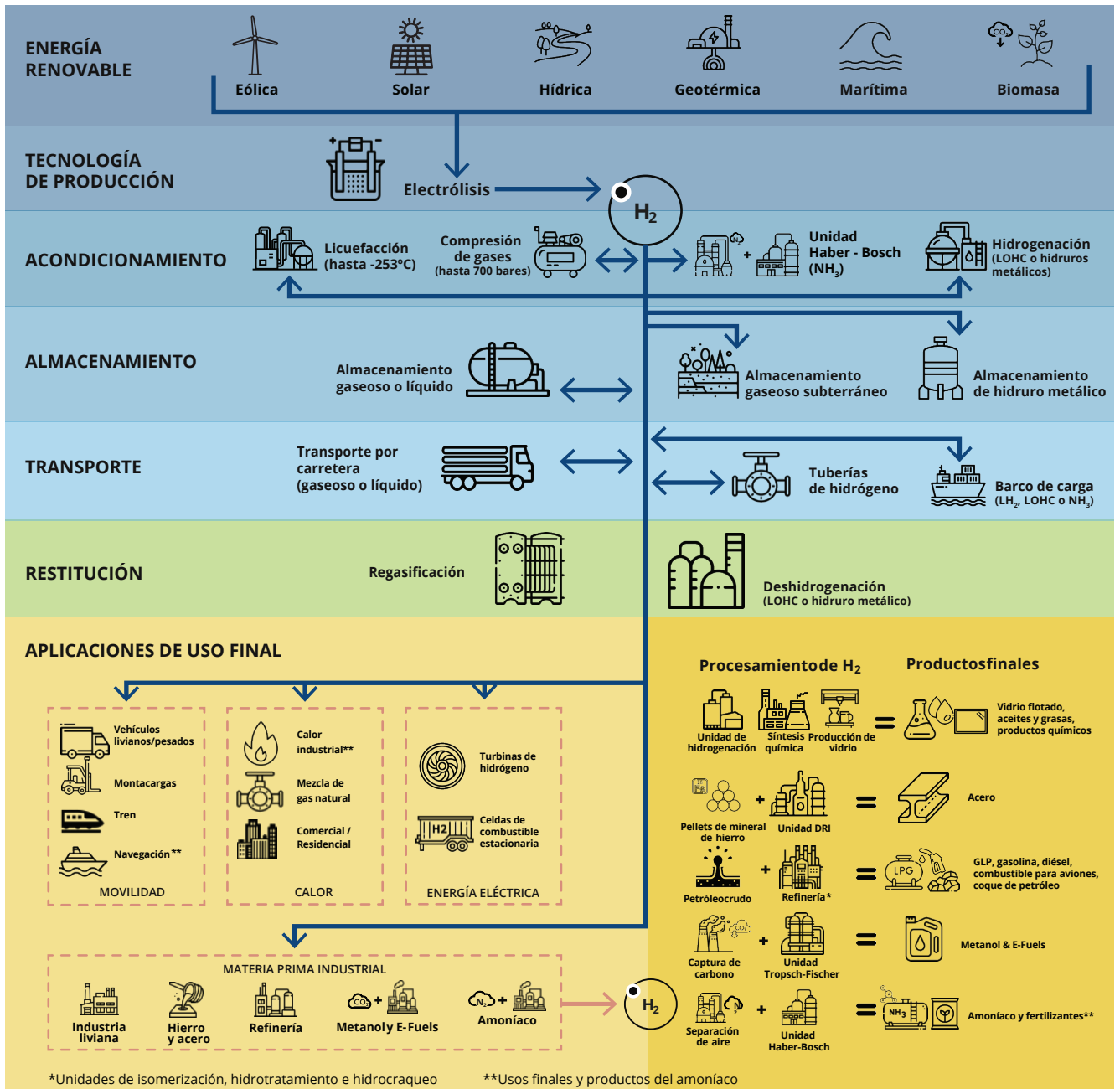
El hidrógeno verde es aquel generado por electrólisis del agua usando fuentes renovables de electricidad, a dife-

rencia de otras formas convencionales, como el reformado de metano a vapor, que genera emisiones de CO_2 . La cadena de valor del hidrógeno verde, por lo tanto, empieza con la generación de electricidad renovable y acaba con su uso como energético o químico, e incluye todas las etapas para entregar el hidrógeno de forma eficiente a esta aplicación final. Estas etapas pueden involucrar procesos tanto físicos como químicos (Figura 4). La reducción de los costos de adquisición de equipos (CAPEX) y la reducción de los costos operacionales (OPEX) son los mayores desafíos que enfrenta en la actualidad la nascente economía del hidrógeno. Sin embargo, se proyecta que, gracias a avances tecnológicos, políticas energéticas y compromisos gubernamentales, los proyectos de hidrógeno sean cada vez más competitivos en el futuro, recorriendo el mismo camino que hicieron las tecnologías eólica y solar en las últimas décadas.

² Gasolina, propano, gas natural y queroseno tienen densidades alrededor de 42-50 MJ/kg vs 120 MJ/kg para el hidrógeno molecular.

³ Gasolina.

Figura 4. Cadena de valor del hidrógeno verde.



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describe cada una de las etapas de la cadena de valor del hidrógeno:

1

Generación de energía renovable: Es la primera etapa de la cadena de valor en donde se produce la electricidad que luego será utilizada para la generación de H_2 . Se clasificará como hidrógeno verde si la energía eléctrica proviene de fuentes renovables como la solar, eólica, mareomotriz, geotérmica o biomasa. En algunos casos, el suministro eléctrico puede estar complementado con energía de la red, en porcentajes que dependen de la intensidad de emisiones de la matriz eléctrica y de la certificación o estándar de hidrógeno verde, renovable, o de bajas emisiones que se pretenda cumplir⁴.

⁴ Aún no existe un estándar global de qué exactamente es el hidrógeno verde, sin embargo, el esquema de garantías de origen europeo CertifHy, exige una reducción de emisiones de al menos 60% en comparación con la producción a partir de reformado de gas natural. Esto dependerá del mercado en el cual se pretenda vender el hidrógeno y/o los incentivos a los cuales se desee acceder, de haberlos.

2

Producción de hidrógeno: En la etapa de producción se lleva a cabo la generación de hidrógeno verde mediante el proceso de electrólisis que consiste en disociar la molécula del agua en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) usando electricidad renovable en equipos llamados electrolizadores. Dentro de las principales tecnologías de electrólisis están los electrolizadores alcalinos (ALK), los electrolizadores con membrana de intercambio de protones (PEM) y los electrolizadores de óxido sólido (SOEC).

3

Acondicionamiento de hidrógeno: Para el almacenamiento del hidrógeno y su posterior transporte y distribución, el hidrógeno debe ser acondicionado tanto en presión y temperatura. Dentro de las principales tecnologías se encuentran:

Compresión: Tecnología con mayor uso para el acondicionamiento de H_2 gaseoso, las condiciones de compresión típicas van desde los 200 bar a los 800 bar con compresores típicos como los de desplazamiento positivo y los compresores dinámicos.

Licuefacción: Proceso de cambio de fase gaseosa a líquida a través de múltiples ciclos de refrigeración para lograr temperaturas de $-253^\circ C$.

Transformación química en portadores: Generación de nuevos compuestos químicos a base de otros mediante el uso de catalizadores. Esto puede ser en amoníaco o existen los compuestos llamados portadores líquidos orgánicos de hidrógeno (LOHCs, por sus siglas en inglés), como por ejemplo metilciclohexano (MCH) a partir de tolueno, un químico de uso común y fácil manejo.

4

Almacenamiento de hidrógeno: Una vez que el hidrógeno ha sido acondicionado, este puede ser almacenado en fase gaseosa o líquida. Para la fase gaseosa el hidrógeno es comúnmente almacenado en tanques de acero o compuestos, en hidroductos, o en ubicaciones geológicas como cavernas de sal o yacimientos de gas agotados. Para almacenamiento en estado líquido se usan tanques criogénicos o tanques a temperatura ambiente para los LOHCs. Su almacenamiento en estado sólido es poco común al ser una tecnología en desarrollo, pero se da en hidruros metálicos.

5

Transporte y distribución de hidrógeno: Existen diferentes tecnologías para el transporte de hidrógeno entre las que se encuentran los ductos dedicados (hidroductos), camiones con remolque, barcos. La selección de la tecnología dependerá del volumen y distancia entre producción y consumo. Los remolques tubulares son la opción más viable para volúmenes bajos y distancias medias (<200 km), los hidroductos serán interesantes para el transporte de grandes cantidades y distancias cortas (<50 km) mientras que los barcos se usarán para grandes volúmenes y largas distancias (>500 km).

6

Restitución de hidrógeno: En ocasiones el hidrógeno o portador que se transportó o almacenó se consumirá en una fase diferente por lo que se deberán aplicar tecnologías para acondicionarlo como lo es la regasificación, deshidrogenación de LOHCs, de desorción del hidrógeno de los metales sólidos o el crackeo del amoníaco.

7

Aplicaciones y usos finales del hidrógeno: El hidrógeno cuenta con múltiples usos finales en los que puede ser implementado. En la actualidad, el hidrógeno se emplea como materia prima industrial (como en la refinación, la producción de amoníaco, metanol, peróxido de hidrógeno, acero, fundiciones de cobre, semiconductores, etc.), mientras que un mercado a futuro se estará usando en campos como la movilidad terrestre, aérea y marítima, sistemas de almacenamiento y generación eléctrica, producción de combustibles sintéticos y generación de calor industrial y residencial.

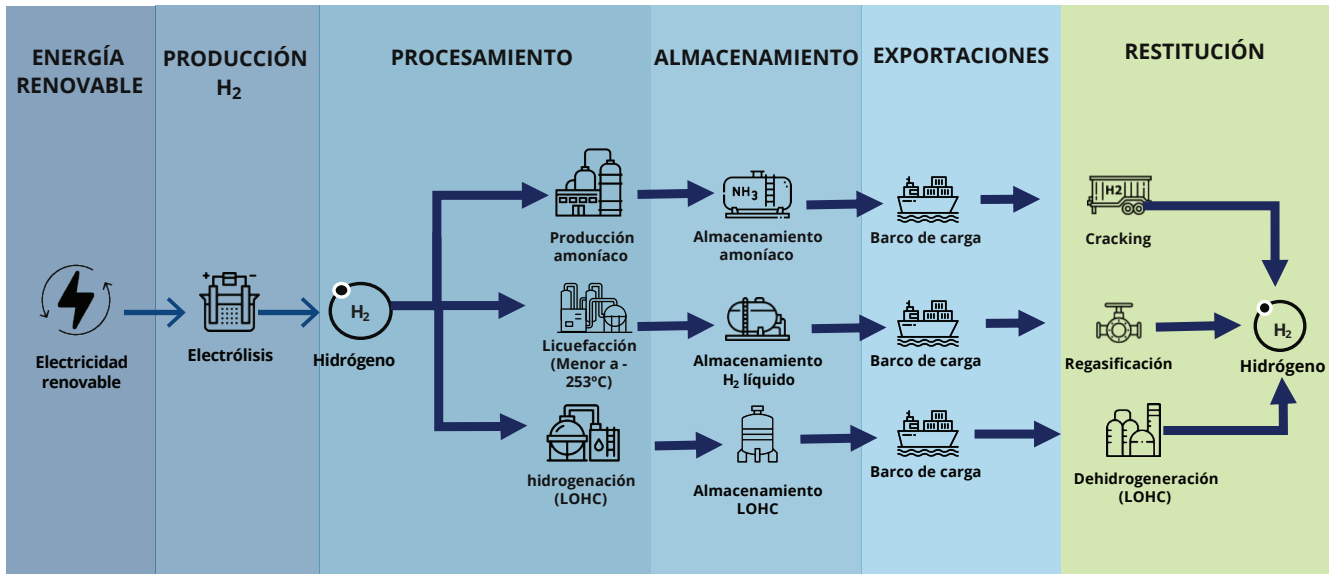
2.4. Exportación de hidrógeno verde

Hoy en día, el hidrógeno molecular se suele generar (a partir de gas natural) cerca de donde se utiliza, sin embargo, con el desarrollo de la industria del hidrógeno verde, el comercio de hidrógeno se puede llevar a cabo de forma intercontinental. Se espera que se desarrolle un mercado de exportación de hidrógeno verde desde regiones con alto potencial renovable y una relativamente baja demanda local en el corto plazo (Latinoamérica) hacia regiones con un perfil importador de hidrógeno (Unión Europea, Corea del Sur y Japón), que tienen metas ambiciosas de descarbonización, pero no cuentan con los recursos renovables y extensión territorial para producir suficiente hidrógeno verde.

El transporte de hidrógeno para largas distancias y grandes cantidades se realiza a través de barcos de carga. Con el fin de transportar una mayor cantidad de energía almacenada en el hidrógeno, este debe de ser licuado (LH_2) o almacenado químicamente en un portador como por ejemplo amoníaco (NH_3) o portadores líquidos orgánicos (LOHC). La Figura 5 presenta la cadena de valor para el transporte marítimo del hidrógeno.

La selección de modo de transporte marítimo de hidrógeno varía con relación a la distancia, disponibilidad de tierra y uso final, por lo que no existe una solución universal. Por ejemplo, algunos proyectos de exportación de hidrógeno a nivel comercial que se han anunciado serán en forma de amoníaco. Sin embargo, anuncios similares y pilotos se han realizado con LH_2 y LOHC.

Figura 5. Transporte del hidrógeno.



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describen las características, ventajas y desventajas de los principales portadores de hidrógeno para el transporte marítimo:

- Hidrógeno líquido (LH₂):** El transporte de LH₂ posee uno de los mayores costos asociados a la síntesis del portador, almacenamiento, carga/descarga y transporte. Los altos costos están principalmente asociados a requerimientos energéticos para lograr temperaturas de licuefacción y nivel tecnológico para contenedores criogénicos de gran capacidad de almacenamiento. Sin embargo, una de sus principales ventajas es que el LH₂ no requiere de etapas de craqueo térmico o deshidrogenación, reduciendo los costos en puertos de destino. El transporte de H₂ en forma líquida será óptimo cuando el lugar de destino lo requiere en esa fase o demande un hidrógeno de alta pureza.
- Amoníaco (NH₃):** El NH₃ presenta por lo general bajos costos a lo largo de su cadena de valor incluyendo el proceso de síntesis. Una de sus principales ventajas radica en el potencial uso de infraestructura existente como lo son los barcos, tanques y terminales. Sin embargo, la principal desventaja está en los altos costos asociados a la restitución del hidrógeno a través de la etapa de craqueo y la baja pureza del hidrógeno que se obtiene. Se proyecta que el transporte de H₂ a través de amoníaco sea más factible si éste se usa directamente en destino como amoníaco para energía, transporte marítimo o materia prima.
- Portadores líquidos orgánicos de hidrógeno (LOHC):** Los LOHCs han mostrado, por lo general, los costos más altos de regasificación junto con una madurez comercial en etapa de desarrollo. Sin embargo, su almacenamiento a temperatura ambiente y presión atmosférica permite reducir los costos a lo largo de la cadena de valor ya que se puede aprovechar la infraestructura existente de terminales portuarias que en la actualidad comercializan petróleo, diésel o productos químicos.

3. Caracterización General del Estado de Nuevo León

3.1. Caracterización social, económica, ambiental, de industria e infraestructura de Nuevo León

Población ^[1]

Número de habitantes: 5.8 millones
 Densidad poblacional: 64.7 habitantes/km²
 Ciudades principales: Monterrey (capital)
 Población de la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM*): 5.3 millones (92% de NL)
 Total de municipios: 51
 Índice de Desarrollo Humano (IDH) 2019: 0.807
 (Crecimiento del 2% desde 2012).

PIB ^[2]

PIB (nominal): \$105,557 MM USD
 Ranking a nivel nacional: 3
 Aporte al PIB nacional: 8.06%
 Crecimiento estimado: 7.2%

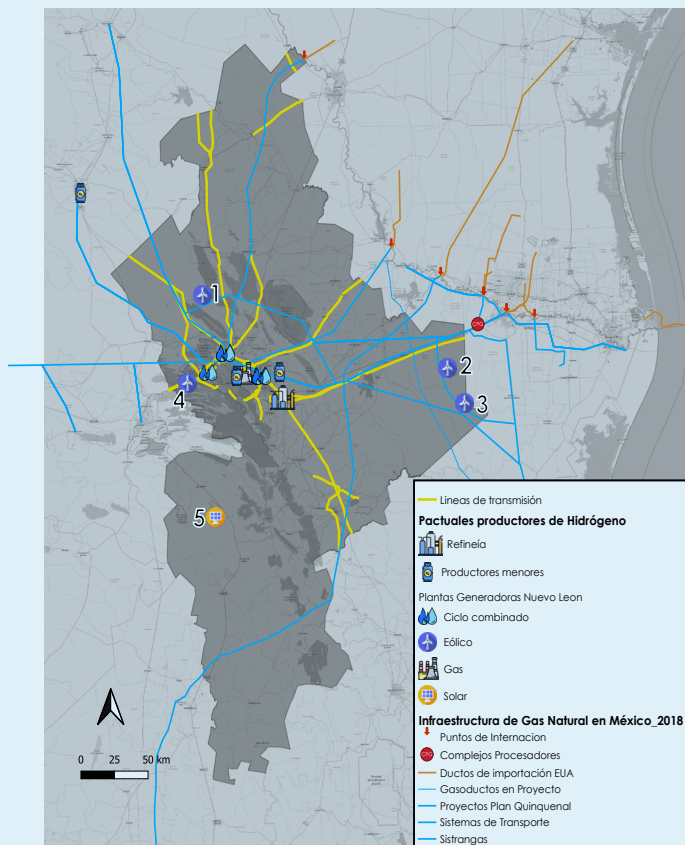
Balance Comercial ^[3]

Exportaciones: \$51,875 MM USD
 Principales destinos: Estados Unidos (84%), Canadá (3%) y Brasil (1%)
 Productos que más vende: Equipos de transporte (30%), equipos de generación eléctrica (17%), Productos metálicos (11%)
 Importaciones: \$53,304 MM USD
 Principales proveedores: Estados Unidos (40%), China (17%) y Corea del Sur (7%)
 Productos que más compra: productos intermedios de hierro y acero (6%), partes de accesorios de automotores (4%) y circuitos electrónicos integrados (3%)

Inversión Extranjera ^[4]

IED de 1999 a 2022: \$60,876 MM USD.
 Principales inversionistas: Estados Unidos (50%), Argentina (11%) y Países Bajos (10%).
 El principal socio comercial e inversionista de Nuevo León son los Estados Unidos.

Infraestructura ^{[5] [6]}



Proyectos de Energía Renovable

Fuente	Nombre	Capacidad (MW)
Eólico	1) El Mezquite ^[7]	250
	2) Ventika & 3) Ventika II ^[8]	126 (c/u)
	4) Santa Catarina ^[9]	22
Solar	5) El Berrendo ^[10]	30

* La ZMM de Monterrey está compuesta por los municipios de Monterrey, Apodaca, Guadalupe, General Escobedo, Juárez, San Nicolás de la Garza, García, Santa Catarina, Pesquería, San Pedro Garza García, Cadereyta Jiménez, Salinas Victoria y Santiago.

Políticas y Programas ante el Cambio Climático y la Transición Energética ^[11]

Ante el Cambio Climático

- Ley de Cambio Climático del Estado de Nuevo León (2020)
- Reglamento de la Ley de Cambio Climático (2020)
- Comisión Intersecretarial de Cambio Climático de Nuevo León (2020)
- Fondo Estatal de Cambio Climático (2020)
- Ley Ambiental del Estado de Nuevo León (2022)
- Plan Estatal de Desarrollo 2022-2027 (2022)

De Transición Energética

- Plan Estatal de Desarrollo 2022-2027 (2022)

Estas herramientas de planeación tienen como lineamiento impulsar iniciativas para **reducir las emisiones de GEI*** y **promover el transporte sustentable**. Así mismo, buscan promover la implementación de **tecnologías de energías limpias** para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. Por lo tanto, los proyectos de hidrógeno potencialmente podrían hacerse elegibles para los fondos estatales que se han habilitado o para aquellos que se habilitaran en el futuro.

Clima y Relieve ^[12]

Clima: El 68% del estado presenta clima seco y semiseco, el 20% es cálido subhúmedo, el 7 % es templado subhúmedo y el restante 5% es muy seco.

Temperatura: La temperatura media anual es alrededor de 20°C. La máxima promedio es de 32°C y la mínima promedio es de 5°C.

Relieve: La superficie estatal forma parte de las provincias de la Sierra Madre Oriental, Grandes Llanuras de Norteamérica y Llanura Costera del Golfo Norte.

* GEI: gases de efecto invernadero



Industrias principales ^[13]

Parques industriales: A 2020, en el estado se registran 78 parques industriales, 3 microparques y 14 nuevos parques industriales en construcción.

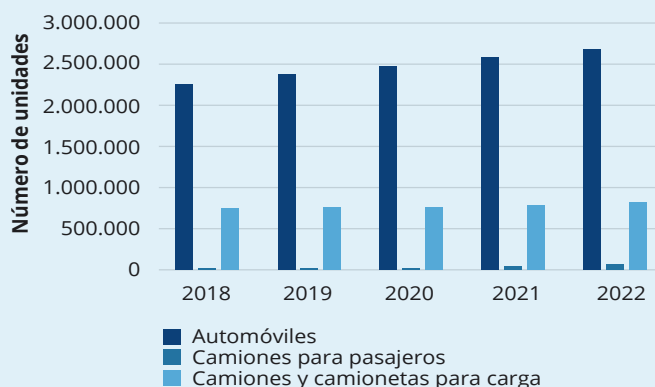
Se destacan los Parques Industriales FINSA en Guadalupe (33 empresas), Monterrey (28) y Santa Catarina (19).

Las industrias más relevantes son el sector automotriz, la fabricación de equipos de generación eléctrica y los electrodomésticos, que en conjunto representan el 62% de las exportaciones del estado.

También son de gran importancia el **Clúster Energético** y el **Clúster Automotriz** de Nuevo León, ambos bajo un modelo de triple hélice (incluyen representantes de la industria, la academia y el gobierno).

Transporte terrestre ^[14]

Información del parque automotor por categoría vehicular en Nuevo León



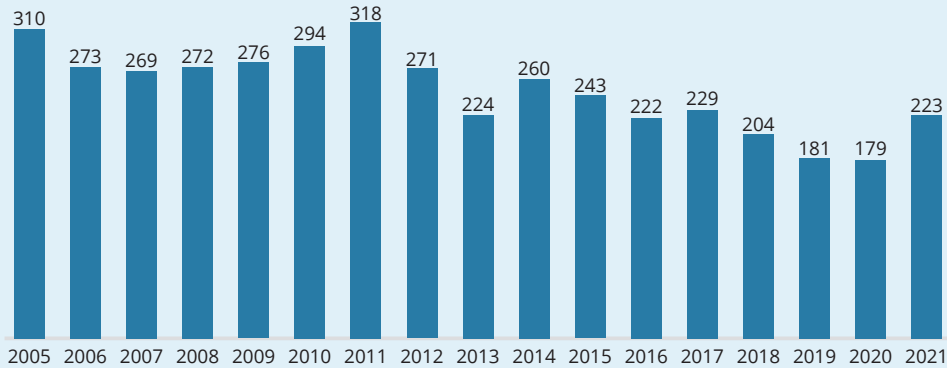
Con una tasa de crecimiento promedio anual del 4.4% en los últimos 4 años, se proyecta que para 2040 haya más de 6 millones de automóviles en Nuevo León. En cuanto a camiones para pasajeros, se reporta un crecimiento del 3.8%, para un total de 170 mil vehículos, mientras que, para camiones y camionetas para carga, se estiman cerca de 1.3 millones, con una tasa de crecimiento del 2.4%.

Consecuentemente, para 2040 se estima que se necesiten 5,200 millones de litros de gasolina para satisfacer la demanda energética de estos tres segmentos vehiculares (esto considerando un escenario Business As Usual, donde el crecimiento de la flota de Nuevo León ocurra mayoritariamente con vehículos a combustión).

Por otra parte, en Nuevo León no existe desarrollo ferroviario importante actualmente, sin embargo, se espera que se implemente infraestructura para trenes en décadas venideras.

Calidad del Aire ^{[15] [16]}

De 2019 a 2021, en el estado de Nuevo León se registró un aumento del 23% en el número de días al año por encima de los estándares de calidad de aire mexicanos, siendo el Área Metropolitana de Monterrey la zona de mayor concentración de este problema, tal como se aprecia en la gráfica a continuación.



Por otra parte, el Informe Nacional de Calidad del Aire de 2017 reveló que en las estaciones de monitoreo del Área Metropolitana de Monterrey en promedio no se cumple con algunas de las Normas Oficiales Mexicanas de Calidad del Aire, como se aprecia en la siguiente tabla.

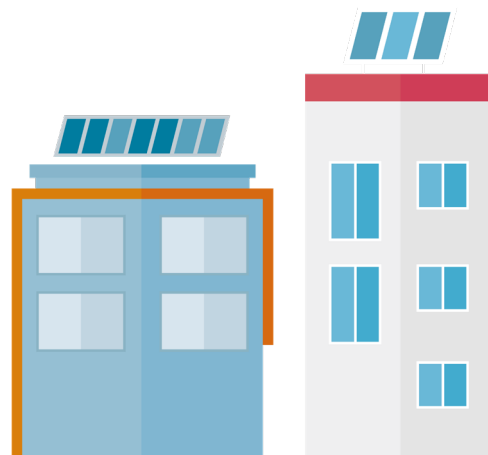
Normas Oficiales Mexicanas de Calidad del Aire

Contaminante	Límites normados	¿Cumple?
PM ₁₀	24 hrs & anual	No
Ozono	1 hr & 8 hrs	No
CO	8 hrs	Sí
NO ₂	1 hr	Sí
SO ₂	8 hrs, 24 hrs & anual	Sí

Es por esta razón que la calidad del aire es un tema prioritario en la agenda del gobierno estatal. Tanto así, que es uno de los ejes estratégicos incluidos en el Plan Estatal de Desarrollo 2022 – 2027. **La electrificación del transporte en Monterrey podría ayudar a reducir las emisiones de gases contaminantes y contribuir a mejorar la calidad del aire. Los vehículos eléctricos (EV) a introducir podrían ser a baterías (BEV) o alimentados por celdas de combustible de hidrógeno (FCEV), según sea más competitivo para cada caso específico de uso.**

3.2. Caracterización energética del estado de Nuevo León

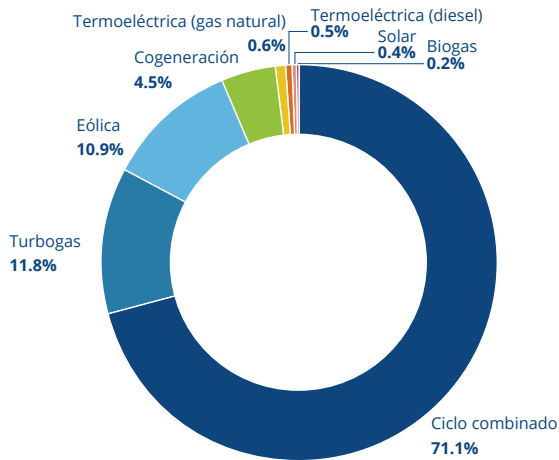
A continuación, se presenta información detallada respecto a la generación eléctrica en Nuevo León, las tendencias en el consumo eléctrico, el potencial renovable eólico y solar, así como el costo actual y proyectado a futuro de diferentes energéticos.



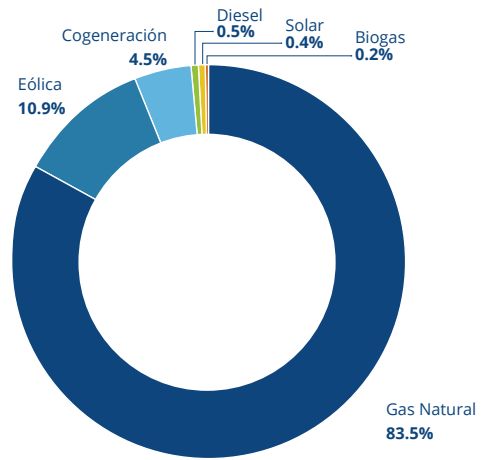
3.3. Capacidad instalada de generación eléctrica en Nuevo León a 2022

Figura 6. Distribución de la generación eléctrica en Nuevo León, por tipo de tecnología y fuente de energía.

Generación eléctrica en Nuevo León por tipo de energía



Generación eléctrica en Nuevo León por tipo de combustible



Tipo de planta	Capacidad instalada (MW)	% de participación	Tipo de combustible	Capacidad instalada (MW)	% de participación
Ciclo combinado	5,198	71.1%	Gas Natural	6,101	83.5%
Turbogas	860	11.8%			
Termoeléctrica (gas natural)	43	0.6%			
Eólica	793	10.9%	Eólica	793	10.9%
Cogeneración	326	4.5%	Cogeneración	326	4.5%
Termoeléctrica (diésel)	40	0.5%	Diésel	40	0.5%
Solar	30	0.4%	Solar	30	0.4%
Biogás	17	0.2%	Biogás	11	0.2%
Total	7,307	100%	Total	7,307	100%

Fuente: elaboración propia a partir de (Secretaría de Economía de Nuevo León, 2022).

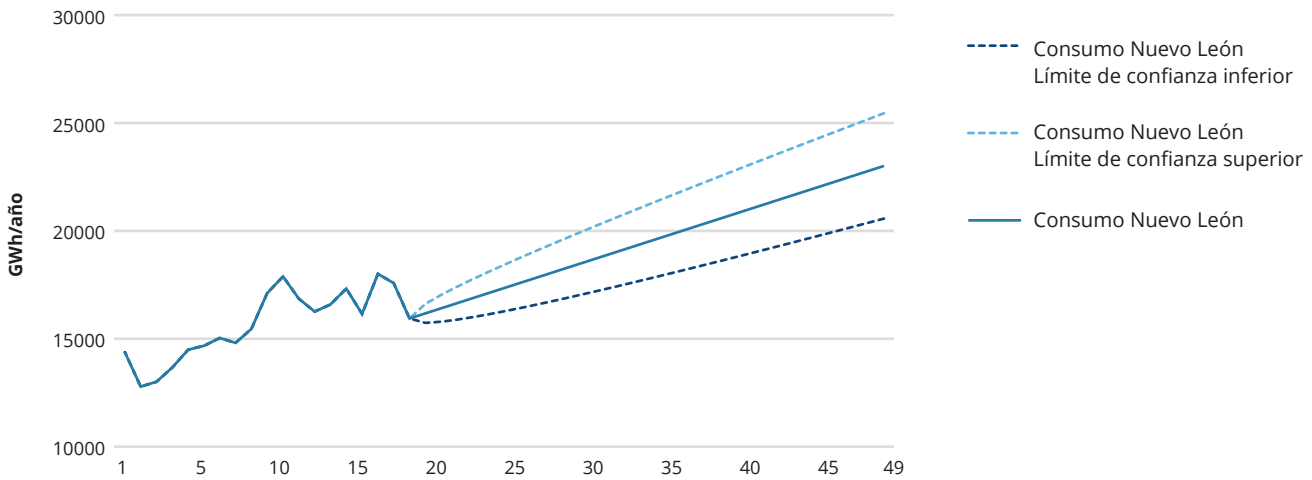
Las centrales alimentadas por gas natural representan parte importante de la capacidad instalada para la generación eléctrica en el estado de Nuevo León. Particularmente la tecnología de ciclo combinado, que suma el 83.5% de la capacidad en el estado. Esto obedece principalmente a que se cuenta con un suministro de gas natural de bajo costo proveniente de Texas, que no se cuenta con capacidad hidroeléctrica y que el precio del gas natural es mucho más bajo que el de otros energéticos (Figura 8). La participación de las energías renovables, que en la actualidad llega al 11.5% (principalmente generación eólica, pero también solar y a partir de biomasa), comenzará a incrementar en el futuro, debido a la planeación de proyectos de generación de energía limpia en el estado. Esta tendencia ha comenzado a observarse en los últimos años, con la inauguración de proyectos

eólicos como El Mezquite (Banco de Desarrollo de América del Norte, 2017) y Ventika (Banco de Desarrollo de América del Norte, 2014).

3.3.1. Consumo de energía eléctrica en Nuevo León

Nuevo León lidera el consumo de energía eléctrica en el país, con aproximadamente el 7.7% del consumo de todo México, seguido por el Estado de México, Chihuahua, Jalisco y la Ciudad de México. Como se mencionó anteriormente, la mayoría de esta energía es producida por gas natural, por lo que en teoría esta demanda tendría potencial para ser reemplazada parcial o totalmente por hidrógeno verde.

Figura 7. Histórico y proyecciones de consumo de energía eléctrica en el estado de Nuevo León (Con intervalos de confianza del 30%).



Fuente: elaboración propia a partir de (Secretaría de Economía de Nuevo León, 2022).

Considerando la tasa de crecimiento promedio de consumo energético en Nuevo León (1% anual), a 2040 serían necesarias 1.53 millones de toneladas de hidrógeno para reemplazar el 100% del consumo de gas natural, aportando también a la descarbonización del sector energético. Sin embargo, como se muestra en la Figura 8, la paridad de costos entre el gas natural y el hidrógeno verde sería la principal dificultad para su materialización.

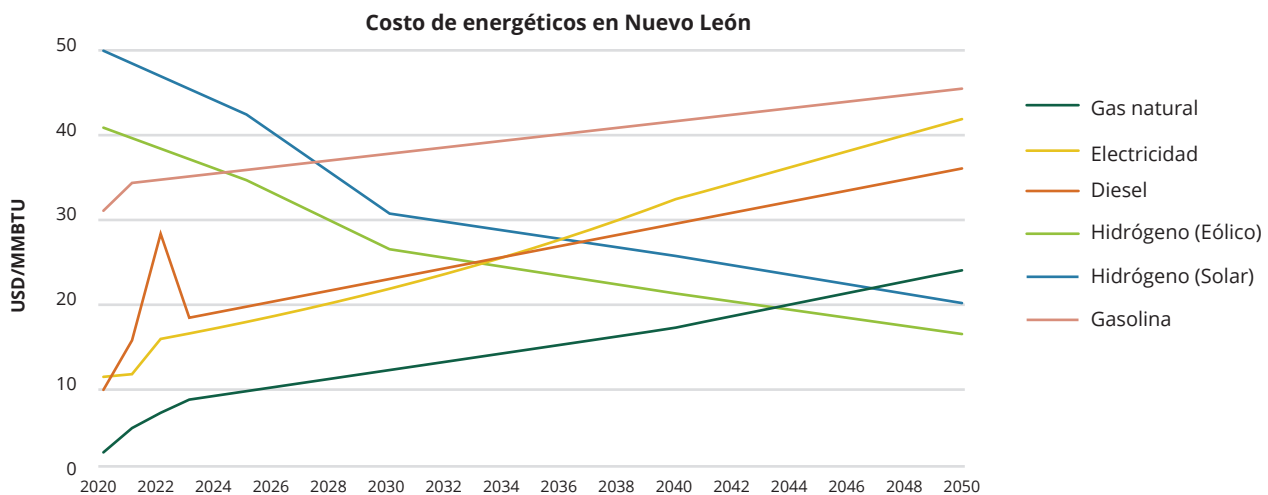
3.3.2. Costo de energéticos en Nuevo León

En la Figura 8 se muestran las proyecciones de evolución de costos hacia 2050 de diferentes energéticos fósiles y renovables, incluyendo al hidrógeno verde producido a partir de energía solar y energía eólica en el estado de Nuevo León. Los valores presentados son resultado de una extrapolación lineal con base en datos históricos. Además, se mues-

tran por unidades energéticas (USD/MM BTU) con el fin de realizar una comparación más equitativa entre ellos.

Los valores presentados entre el 2020 y 2022 corresponden a históricos en dicho período de tiempo, mientras que para 2023 a 2050 se realizan proyecciones. Por su parte, el cálculo del costo energético del hidrógeno, tanto solar como eólico, se realizó con base en los supuestos detallados en el Anexo 4, considerando los costos nivelados del hidrógeno (LCOH) promedio para cada recurso energético a lo largo del horizonte de tiempo analizado. El cálculo del LCOH tiene tres componentes principales: el costo nivelado de la electricidad (LCOE), los costos operativos para la producción de hidrógeno (OPEX) y los costos de inversión (CAPEX), que corresponden principalmente a la planta de electrólisis y el parque renovable para suministrarle electricidad.

Figura 8. Proyecciones de costos energéticos (en términos de sus propiedades energéticas) de gasolina, diésel, gas natural, electricidad e hidrógeno producido a partir de energía solar y eólica en el estado de Nuevo León.



Se han empleado los costos promedio de solar y eólica en Nuevo León, sin embargo, existe una dispersión de costos entre estas tecnologías que serán aprovechadas en futuros análisis

Fuente: elaboración propia a partir de (GasolinaMX, 2022), (Index Mundi, 2022), (CRE, 2022)

En términos energéticos, el costo del hidrógeno producido con energía solar y eólica alcanzaría la paridad de costos con la gasolina antes del 2030 y con el diésel y la electricidad antes del 2040. Por otro lado, el gas natural sería una fuente energética más económica que el hidrógeno verde en Nuevo León hasta aproximadamente el 2046-2050, según la fuente renovable con la que se produzca.

No obstante, el contexto energético mundial del 2022 puso en evidencia que los costos del gas natural, como también de otros combustibles fósiles, son altamente volátiles. Por tal motivo, **diversificar la matriz energética haciendo uso de las energías renovables y el hidrógeno verde como vector energético podría contribuir a diversificar y asegurar una parte del suministro continuo y a precios predecibles en Nuevo León, que por su naturaleza industrial depende fuertemente del costo de los energéticos.**

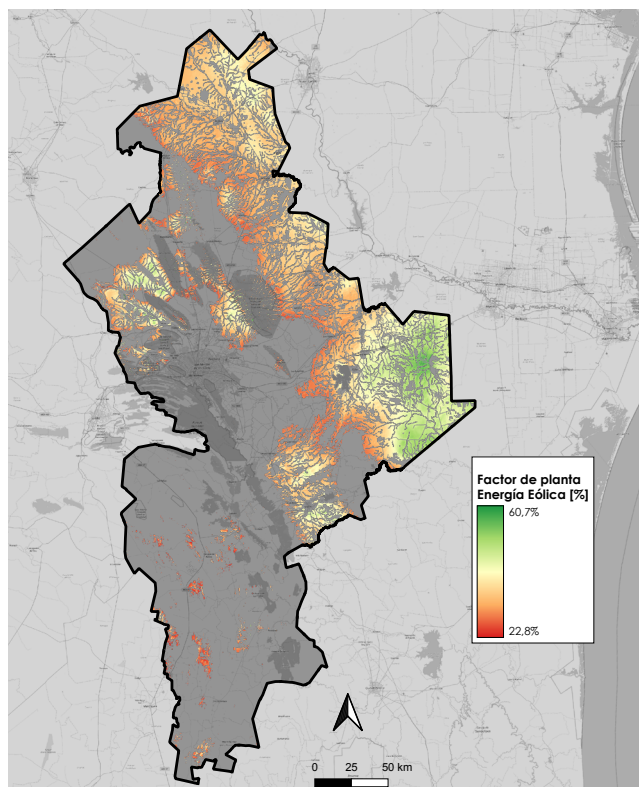
Finalmente, cabe mencionar que estos costos en sí no cuentan la historia completa de la competitividad económica del hidrógeno, en algunos casos su aprovechamiento es más eficiente que el de los combustibles fósiles, como en el caso de vehículos FCEV respecto a los de diésel, que por eficiencias podría ser más económico, incluso antes de que el costo del hidrógeno sea más competitivo que el diésel. En otros casos, como con el gas natural, la comparación es directa cuando se pretende sustituir un combustible por otro empleando las mismas tecnologías para su aprovechamiento, como en los gasoductos. Los costos estimados no consideran las externalidades positivas del hidrógeno verde, como la confiabilidad en el suministro y certidumbre de los costos, los beneficios de la autosuficiencia de energéticos, la reducción de emisiones y la mejora en la calidad del aire al desplazar a combustibles contaminantes. Adicionalmente, podría haber incentivos para la descarbonización, a tecnologías limpias o dedicadas al hidrógeno verde que ayuden a adelantar la competitividad en costos de estas tecnologías.

Por ello, si bien las gráficas presentadas en la Figura 8 pueden ser un indicativo de cuándo puede ser conveniente en costos adoptar hidrógeno en una determinada aplicación, el análisis debe hacerse proyecto por proyecto para definir su viabilidad económica.

3.3.3. Potencial Renovable de Nuevo León

En la Figura 9 y la Figura 10 se presenta el potencial renovable eólico y solar en el estado de Nuevo León, respectivamente, determinados a partir de información del Global Wind Atlas ([Global Wind Atlas, 2022](#)) y el Global Solar Atlas ([Global Solar Atlas, 2022](#)).

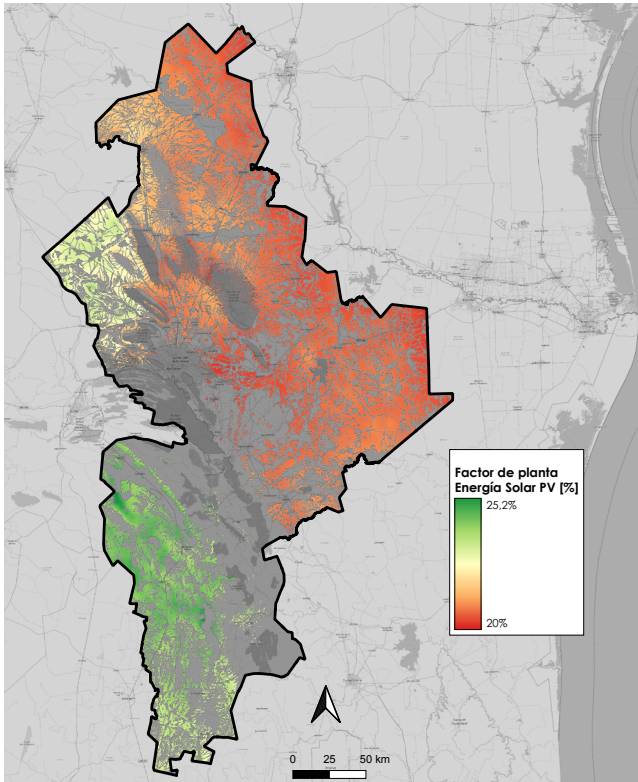
Figura 9. Potencial eólico en el estado de Nuevo León.



Fuente: elaboración propia a partir de ([Global Wind Atlas, 2022](#)).

Con respecto al potencial eólico, se resalta la presencia de mayor recurso en el norte y el este del estado, donde se alcanzan factores de planta que alcanzan hasta un 60.7%. El potencial disminuye en las regiones al sur, pasando la Sierra Madre Oriental, llegando a factores de planta inviables financieramente (velocidad promedio anual inferior a 5.8 m/s @ 100 m (EIA, 2022)). Cabe resaltar que el mapa desarrollado solamente muestra el potencial en donde es factible instalar proyectos de energía eólica, de acuerdo con las exclusiones de terreno que se presentarán con más detalle en el capítulo siguiente, asociadas a la disponibilidad del uso de suelo.

Figura 10. Potencial solar en el estado de Nuevo León.



Fuente: elaboración propia a partir de (Global Solar Atlas, 2022).

El potencial solar en el estado contrasta por su distribución geográficamente opuesta a la del potencial eólico: es mucho más abundante en el sur y el oeste, donde se alcanzan factores de planta de hasta 22%; mientras que es menor en el norte, donde llegan al 17%. Al igual que en el mapa desarrollado para energía eólica, solamente se muestra el potencial en donde es factible instalar proyectos de energía solar en Nuevo León.



4. Análisis de potencial técnico-económico de producción de H₂ verde en el estado de Nuevo León

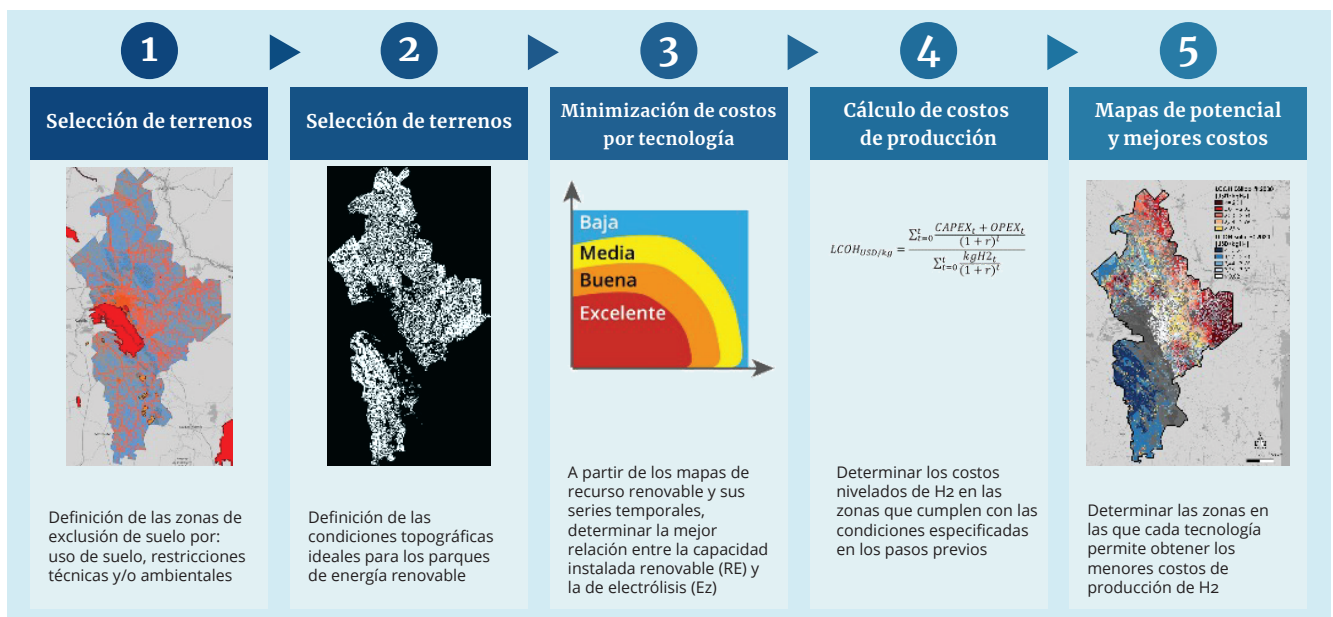
La presente sección tiene por objetivo presentar el análisis técnico-económico del potencial teórico de producción de hidrógeno verde en el estado de Nuevo León basado en la disponibilidad del recurso renovable y criterios de exclusión sociales y ambientales dependiendo de la tecnología de generación. Para este caso, se consideró la generación de energía renovable a partir de paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas, contemplando su despliegue a gran escala para la estimación de costos nivelados.

4.1. Metodología

El análisis se llevó a cabo en 3 etapas:

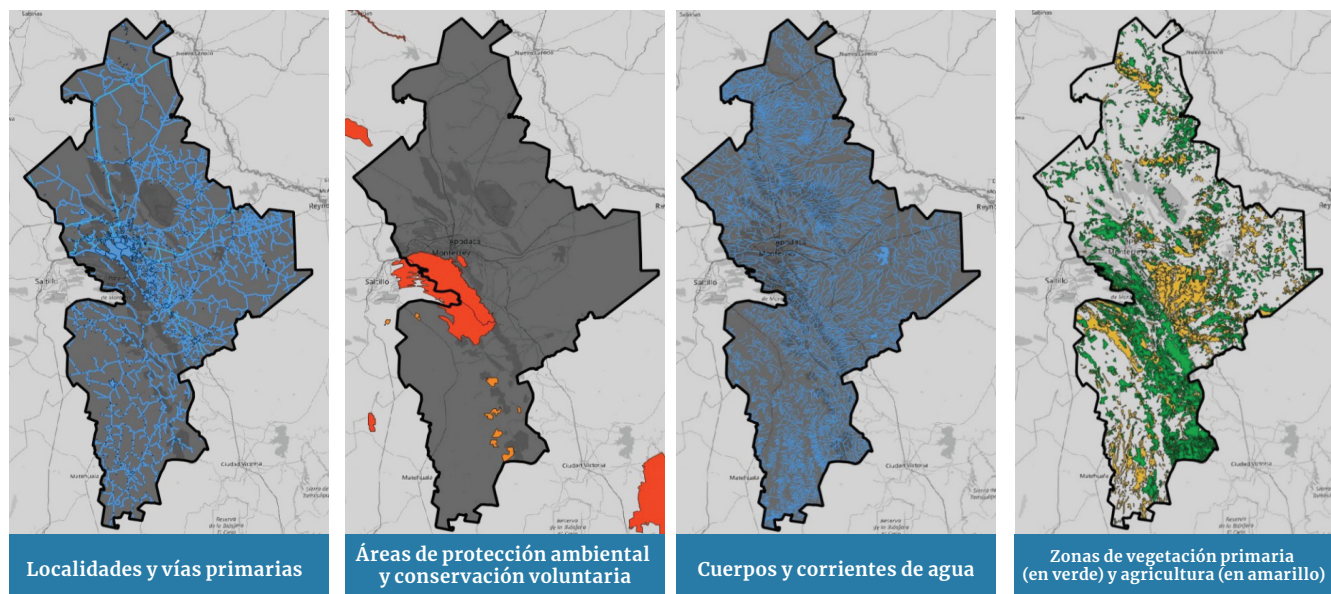
1. Exclusión de zonas dentro del estado por restricciones técnicas, ambientales y ocupación del suelo. Las zonas de exclusión se basaron en literatura científica de estudios similares y estudios previos realizados en el contexto mexicano.
2. Exclusión de zonas que no cumplan con las condiciones topográficas según la tecnología renovable a instalar.
3. Combinación de las capas previas de exclusión con los mapas de recurso renovable y aplicación de modelos técnico-económicos con el fin de determinar la mejor configuración de energía renovable y electrólisis
4. Determinar los costos de generación de hidrógeno para todo el territorio elegible dentro del estado.
5. Seleccionar los costos de producción de hidrógeno más competitivos según su fuente de energía y realizar el mapa de potencial de generación de hidrógeno.

Figura 11. Esquema simplificado del proceso de obtención del potencial técnico-económico a partir de las diferentes capas de datos en el estado de Nuevo León.



Fuente: elaboración propia.

Figura 12. Zonas de restricción técnica, ambiental o social en el estado de Nuevo León.



Fuente: elaboración propia.

4.1.1. Exclusión de zonas por consideraciones ambientales y sociales

A partir de los datos disponibles en el INEGI sobre la topografía de la región se construyó una capa de exclusión siguiendo las siguientes consideraciones de distancia según la tecnología de generación:

También, se excluyeron las zonas de vegetación primaria y para el caso de la energía fotovoltaica se excluyeron además las zonas con destino agrícola.

Tabla 1. Condiciones de exclusión según el uso del suelo.

Característica	Distancia mínima a respetar [en metros] (eólico/PV)	Fuente
Aeropuertos	5,000 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) / Considerado dentro de localidad
Carreteras	200 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016)
Corrientes de agua	300 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) / (Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Cuerpos de agua	300 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) / (Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Localidades	1,000 / 200	(Ryberg, Robinius, & Stolten, 2018) / (Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Sitios Arqueológicos	1,000	(Hinicio, 2021)
Terrenos sujetos a inundación	300 / 300	(Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Vía férrea	200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016)
Áreas Naturales Protegidas	1,000	(Hinicio, 2021)
Áreas Protección Voluntaria	1,000	Considerado como Área natural protegida

Fuente: elaboración propia con base en la bibliografía referenciada.

4.1.2. Exclusión de zonas por consideraciones topográficas

Cada tecnología de generación tiene requisitos diferentes en cuanto a las características físicas del terreno. En

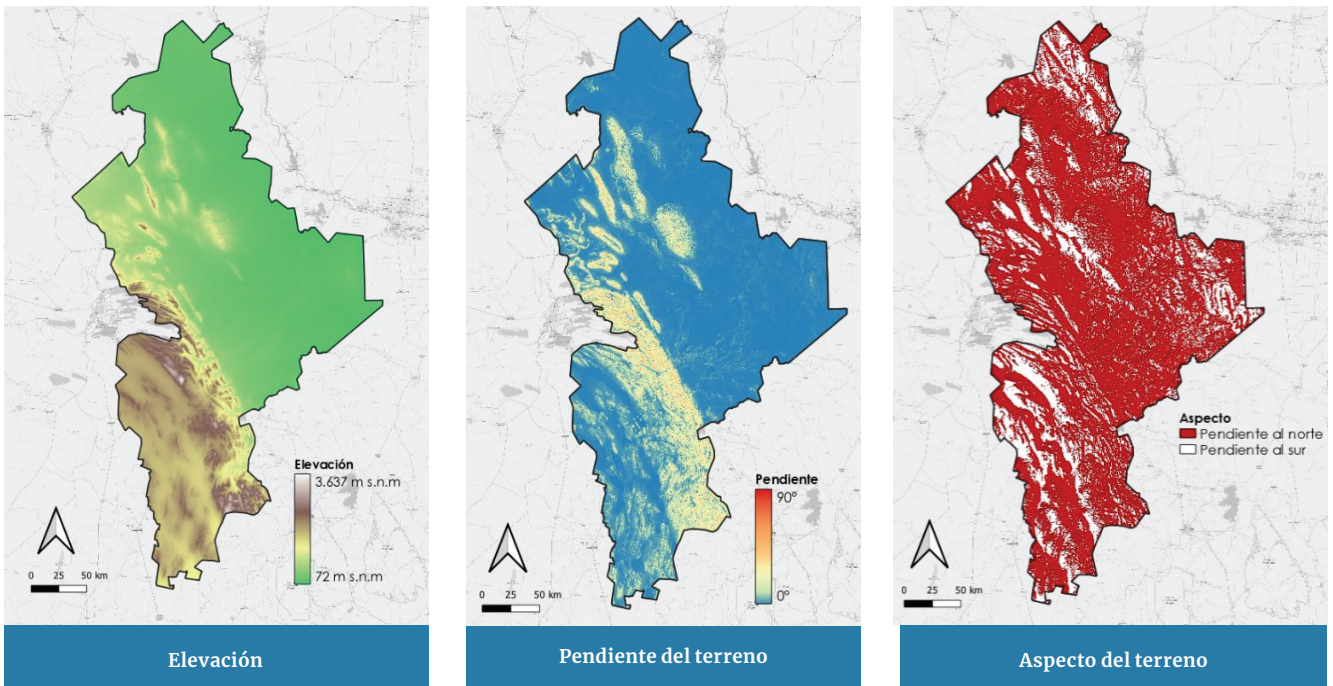
el caso de la energía fotovoltaica se verifica la pendiente y la orientación de la pendiente, y para la energía eólica, la pendiente y la elevación como se explica en la Tabla 2:

Tabla 2. Condiciones de exclusión según las características topográficas

Característica	Exclusión (PV/eólico)	Referencia
Pendiente	$> 10^\circ$ / $> 8.53^\circ$ (15%)	(David Severin, Martin, & Detlef, 2017)
Orientación de la pendiente	Si pendiente hacia el norte, excluye pendientes $> 2.5^\circ$ (5%) / -	(David Severin, Martin, & Detlef, 2017)
Elevación	- / > 3000 [m]	(Hinicio, 2021)

Fuente: elaboración propia con base en la bibliografía referenciada.

Figura 13. Características topográficas del estado de Nuevo León evaluadas para determinar las zonas adecuadas según la tecnología. Fuente: elaboración propia.



4.1.3. Cálculo de Costo Nivelado de Hidrógeno

A partir del potencial renovable identificado según el tipo de recurso y su mapeo geoespacial en Nuevo León, se obtuvo el potencial de costo nivelado de producción y la cantidad de generación posible en forma anual de hidrógeno verde a lo largo de la superficie del estado. Para el cálculo del costo nivelado de hidrógeno (LCOH) se plantearon las siguientes hipótesis: Los factores de

planta de energía renovable fueron extraídos de las herramientas de ESMAP *GlobalSolarAtlas*⁵ y *GlobalWindAtlas*⁶ para el recurso solar y eólico respectivamente.

- Se considera que los proyectos serán de gran capacidad con el fin de poder obtener una reducción de costos por economías de escala, es decir, se considerarán proyectos por encima de los 100 MW de capacidad de electrólisis.

⁵ Global Solar Atlas 2.0, una aplicación gratuita basada en la web, ha sido desarrollada y gestionada por la empresa Solargis en nombre del Grupo del Banco Mundial, utilizando datos de Solargis, con financiación proporcionada por el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP). Para más información: <https://globalsolaratlas.info>

⁶ Global Wind Atlas 3.0, una aplicación gratuita basada en la web, desarrollada y gestionada por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU). El Atlas Eólico Global 3.0 se publica en colaboración con el Grupo del Banco Mundial, utilizando datos proporcionados por Vortex, gracias a la financiación del Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP). Para más información: <https://globalwindatlas.info>

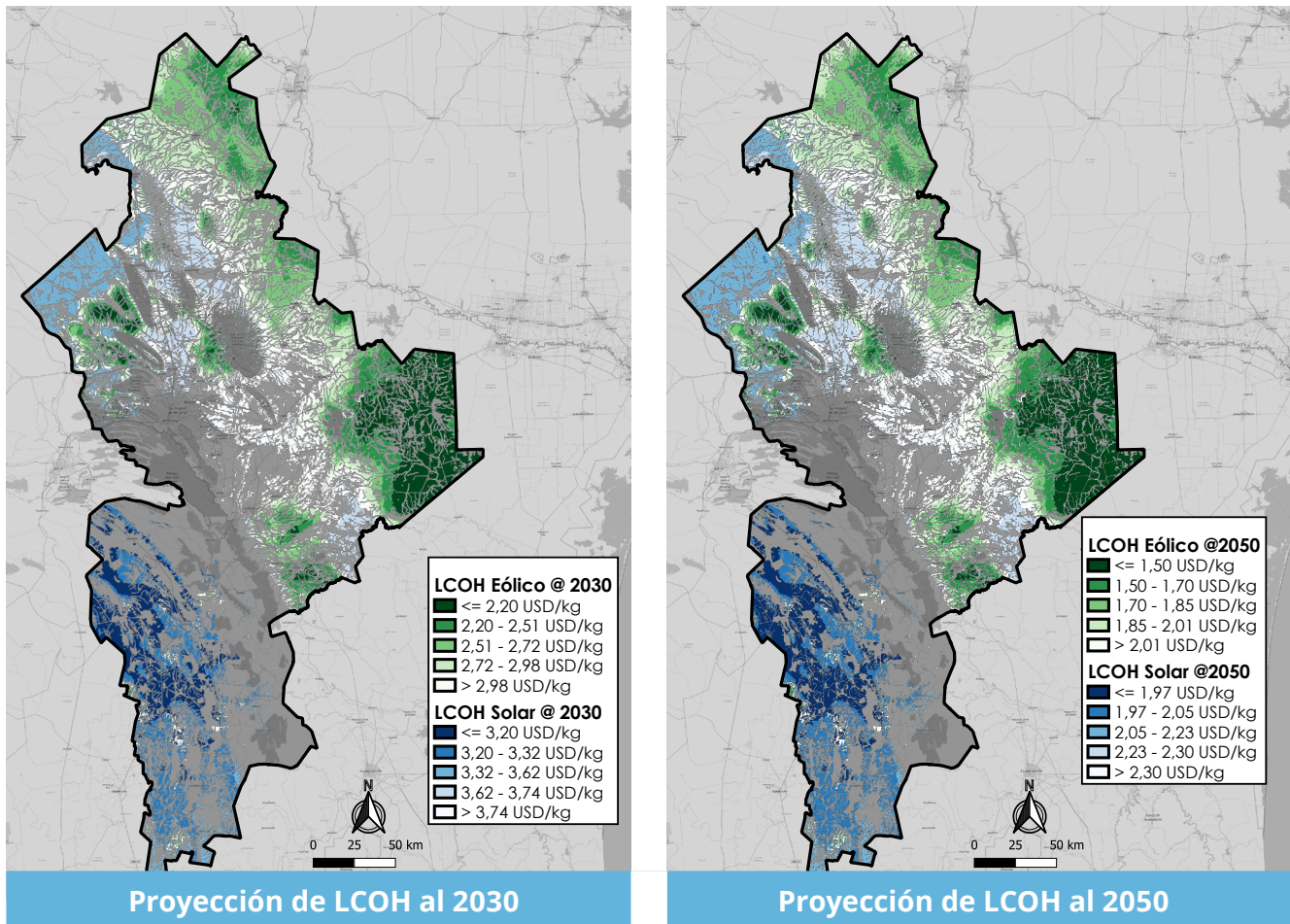
- Las plantas de energía renovable no se consideran conectadas a la red, por lo que los excesos de energía renovable no se podrán valorizar y serán considerados como vertimientos o *curtailments*. En caso de considerar la venta de estos excedentes, se podrían reducir los costos de producción.
- Se considera que la producción de hidrógeno es *in-situ*, por lo tanto, no se contemplan costos asociados al transporte de la energía o del hidrógeno; es decir, se determinó el costo nivelado de hidrógeno a la salida del electrolizador.
- Se realizó un análisis sobre la relación de dimensiones óptimas entre la capacidad de energía renovable

(RE) y la capacidad de electrólisis (Ez) para las condiciones de Nuevo León a nivel regional. Se determinó una relación de 1.4 a 1 (MW_{RE}/MW_{Ez})⁷ para el caso de la energía solar y de 1.8 a 1 (MW_{RE}/MW_{Ez}) en el caso de la energía eólica con fines de simplificar el cálculo.

- El análisis se realizó para los años 2030 y 2050, usando los supuestos de costos presentados en el Anexo 4.
- El cálculo se realizó asumiendo una vida útil del proyecto de 30 años, con una tasa de retorno del 8% y un cambio del *stack* de electrólisis cada 10 años por un costo de 20% el costo del equipo en el año cero⁸, usando la ecuación presentada en el Anexo 5.

Los resultados se pueden observar a continuación en la Figura 14.

Figura 14. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos con energía solar y eólica en 2030 (izquierda) y 2050 (derecha) en el estado de Nuevo León.



En tonos verdes, los costos de producción más competitivos a partir de energía eólica, entre más oscuro, menor el costo; en tonos azules, los costos de producción más competitivos a partir de energía solar PV, entre más oscuro, menor el costo. Las zonas sin color son zonas en las que por condiciones ambientales, sociales o topográficas no es posible instalar ninguna de las dos opciones.

⁷ La relación MW_{RE}/MW_{Ez} hace referencia a las unidades potencia de energía renovable a instalar por cada unidad de potencia de electrólisis con el fin de obtener el menos LCOH en el caso de que no se puedan valorizar los vertimientos de energía renovable. Se considera una relación diferente para solar PV y para eólica dados sus diferentes factores de capacidad.

⁸ Dato obtenido de la base de datos técnica, propiedad de Hincio.

Como resultado del cálculo se obtuvo un costo nivelado entre 1.62 y 3.46 USD/kg al 2030 aprovechando el recurso eólico, mientras que para la generación a partir de energía solar el costo nivelado entre 3.06 y 3.82 USD/kg. Esta diferencia entre el recurso eólico y el solar se debe a los factores de planta que alcanzan cada tecnología; en el caso del recurso eólico, se consiguen factores de capacidad de hasta 57% que con la relación de capacidad entre el parque renovable y el electrolizador (RE-Ez)⁹ adecuada puede conseguir una operación del electrolizador superior al 80%, mientras que con el recurso solar el electrolizador solo alcanza un factor de planta de 35%.

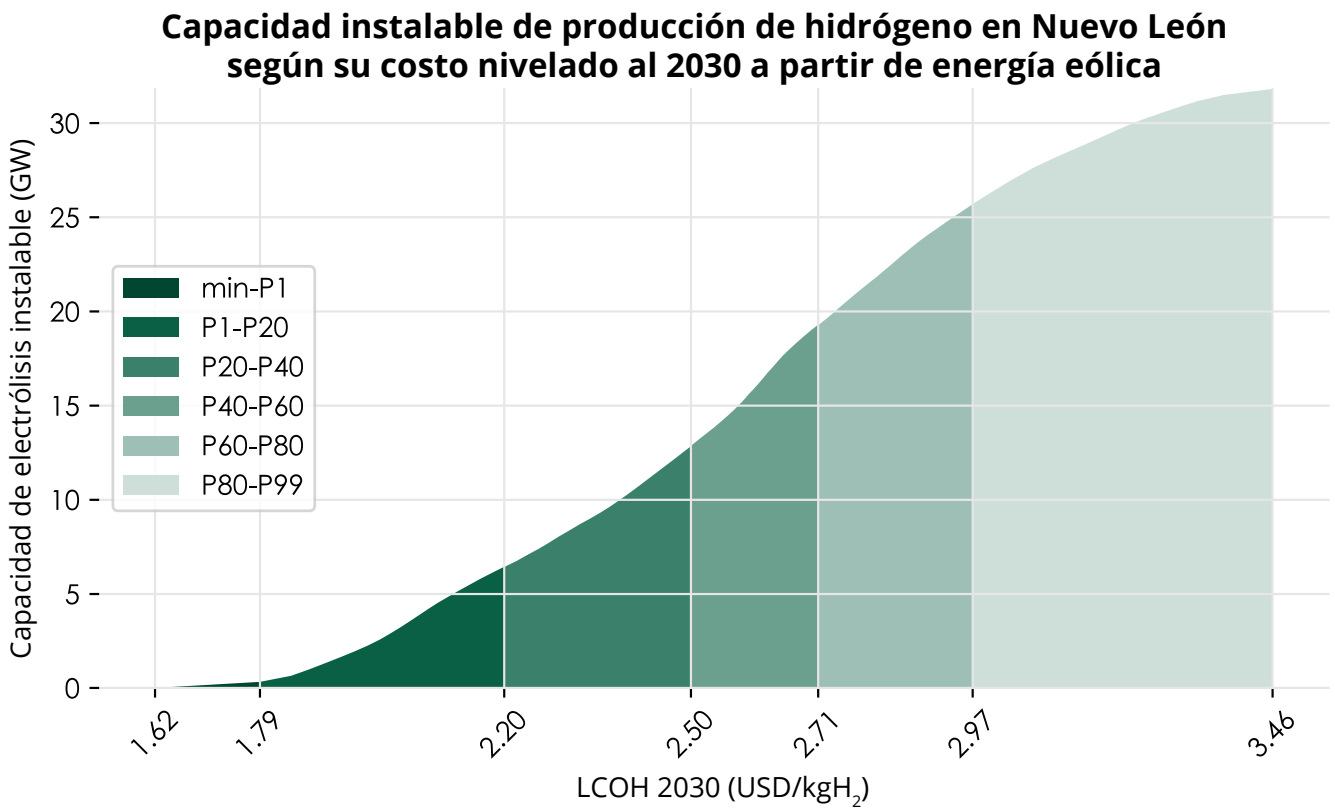
El análisis realizado tomó en cuenta los costos de electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) por su capacidad de operar bajo carga variable sin correr riesgos como las tecnologías más comunes de electrólisis alcalina. Sin embargo, para esta última se están realizando estudios para que pueda operar bajo carga variable al aumentar su presión de operación, usar baterías para

suavizar la curva de carga, o incluso combinar electrólisis alcalina y PEM en un mismo parque para que la PEM absorba las variaciones de carga. Al realizar el análisis con electrólisis alcalina, se pueden obtener costos nivelados entre un 10 y 15% menores aún con un rango de operación entre el 10 y el 100% de su potencia nominal.

4.1.4. Análisis de los resultados

A partir de los mapas generados de costo nivelado de hidrógeno, se evaluó el potencial teórico de capacidad de electrólisis instalable en la región. Para ello se fijó que en 1 km² se pueden instalar 31.2 MW de energía solar¹⁰, con lo que sería posible abastecer hasta 22.3 MW de electrólisis, o 4 MW de energía eólica¹⁰, con lo que sería posible abastecer hasta 2.22 MW de electrólisis; estos valores se basan en un análisis de datos públicos de proyectos de estas tecnologías (solar y eólica) en México y la relación de capacidades determinada.

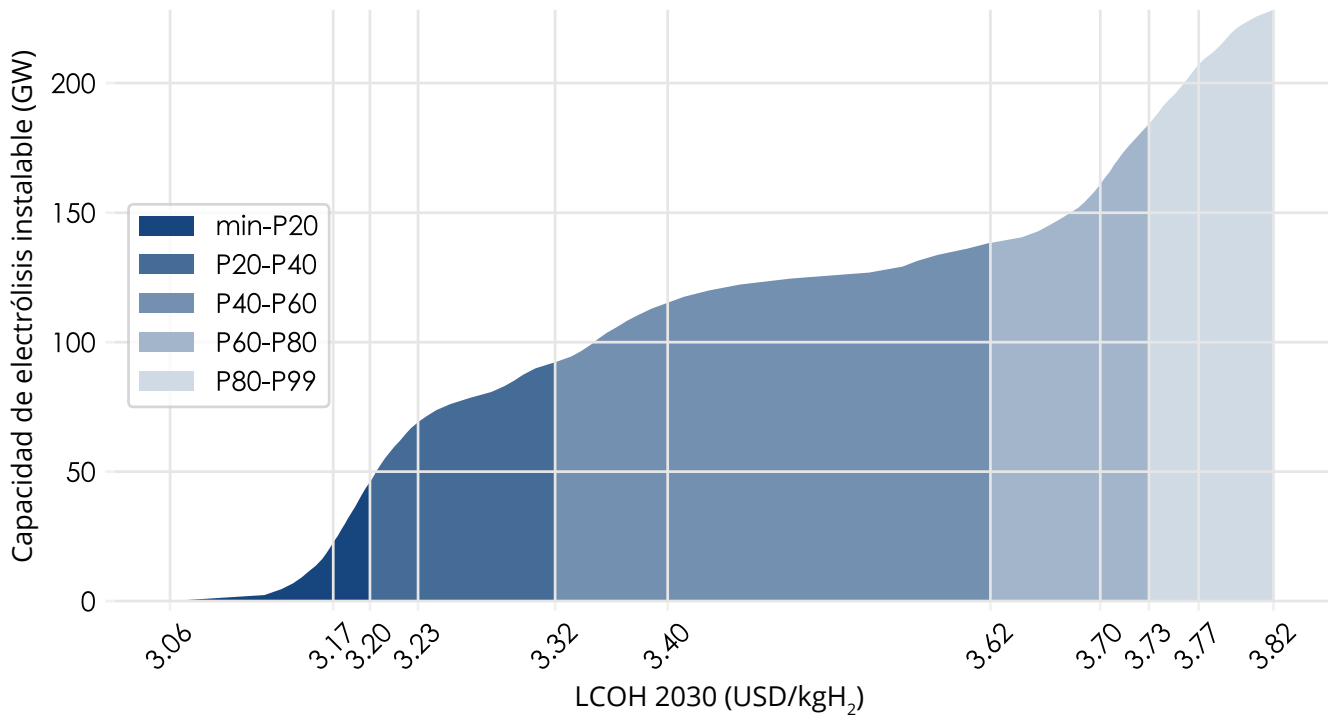
Figura 15. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Nuevo León al 2030, agrupada por percentiles.



⁹ RE-EZ: Relación de potencia instalada entre la planta de energía renovable y el electrolizador en MW_{RE}/MW_{EZ}.

¹⁰ Valor promedio obtenido a partir de proyectos solares ingresados en el Procedimientos de Evaluación de Impacto Ambiental (PEIA) ante el SEMARNAT y recopilados en la Gaceta Ecológica entre el 2016 y el 2022, considerando un factor esparcimiento del 75%; detalle de los proyectos recopilados en el Anexo 4.

Capacidad instalable de producción de hidrógeno en Nuevo León según su costo nivelado al 2030 a partir de energía solar



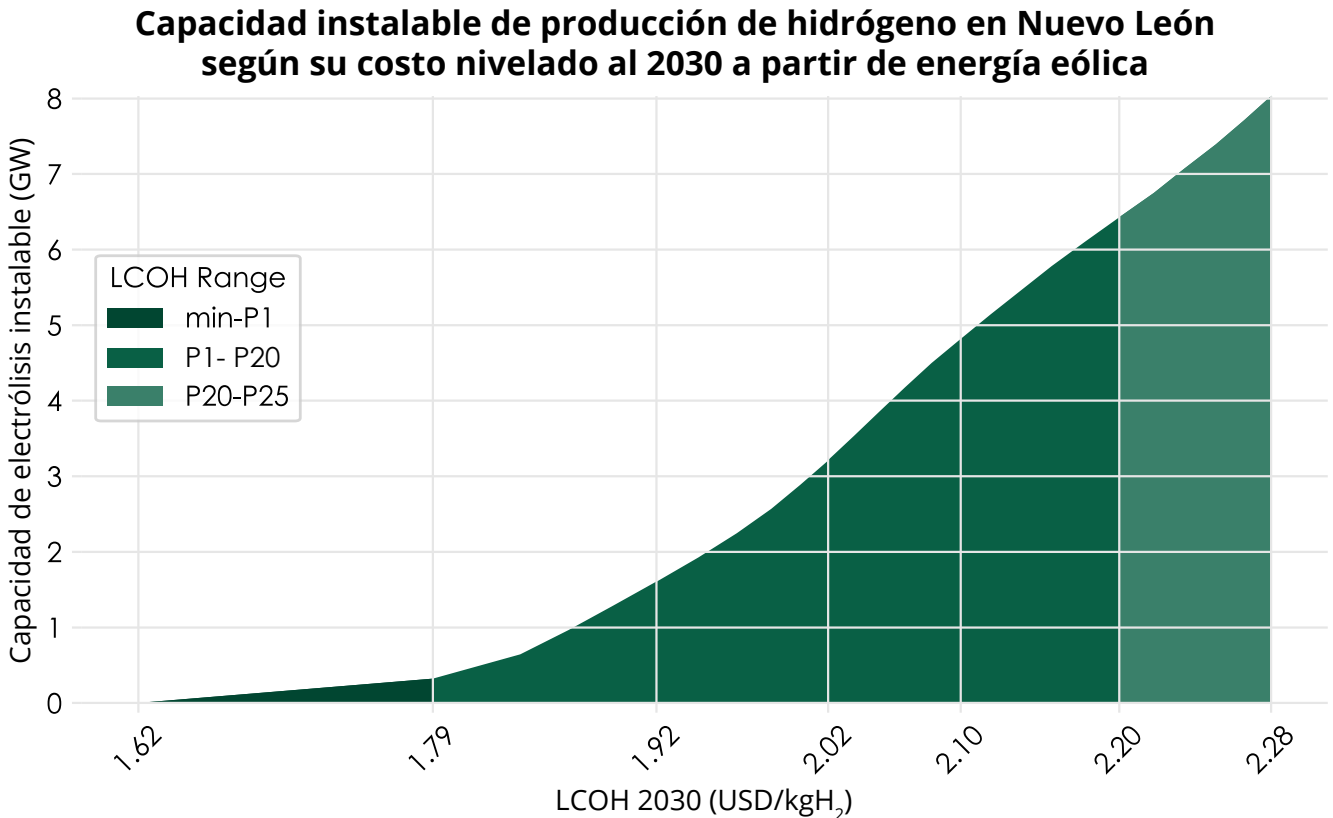
En el eje Y capacidad instalable de electrólisis acumulada por tecnología en GW y en el eje X los costos de hidrógeno correspondientes. A mayor costo objetivo, mayor será el potencial acumulado.

A partir de la Figura 15 se puede observar que en Nuevo León hay un potencial para producir hidrógeno verde a menor costo partir de energía eólica, pudiendo ir desde los 1.62 USD/kg (valor más competitivo disponible en menos de un 1% del territorio), hasta los 3.46 USD/kg en 2030. En este rango de costos se podrían instalar hasta 32 GW de electrólisis alimentados por 57 GW de energía eólica, ubicándose el 20% más competitivo, es decir, hasta 6.4 GW de electrólisis (11.5 GW de energía eólica) en un rango de 1.62 a 2.2 USD/kg. Actualmente el estado de Nuevo León tiene una potencia instalada de generación eléctrica de aproximadamente 6 GW (Ver figura 6), por lo que se podría descarbonizar la red y aún contar con potencial para la producción de hidrógeno en un rango competitivo de costos.

Visto de otra manera, se podría tener una capacidad instalada eólica mayor a la capacidad actual total en el estado dedicada a la producción de hidrógeno verde con costos menores a 2.2 USD/kg en 2030.

Para el caso de la energía solar se esperan costos más uniformes en la extensión territorial del estado, yendo de 3.06 a 3.82 USD/kg, esto debido a que se presenta una irradiación bastante homogénea sobre todo el territorio. Sin embargo, dicha radiación solo permitirá operar el electrolizador entre 2,365 y 2,925 horas al año, mientras que con el recurso eólico puede operar entre 3,330 y 7,700 horas al año, lo cual se ve reflejado en la diferencia de costos de producción a partir de cada fuente.

Figura 16. Acercamiento a la figura 15, las marcas en el eje X corresponden al valor mínimo de LCOH (1.62 USD/kg) y a los percentiles P5, P10, P15, P20 y P25.

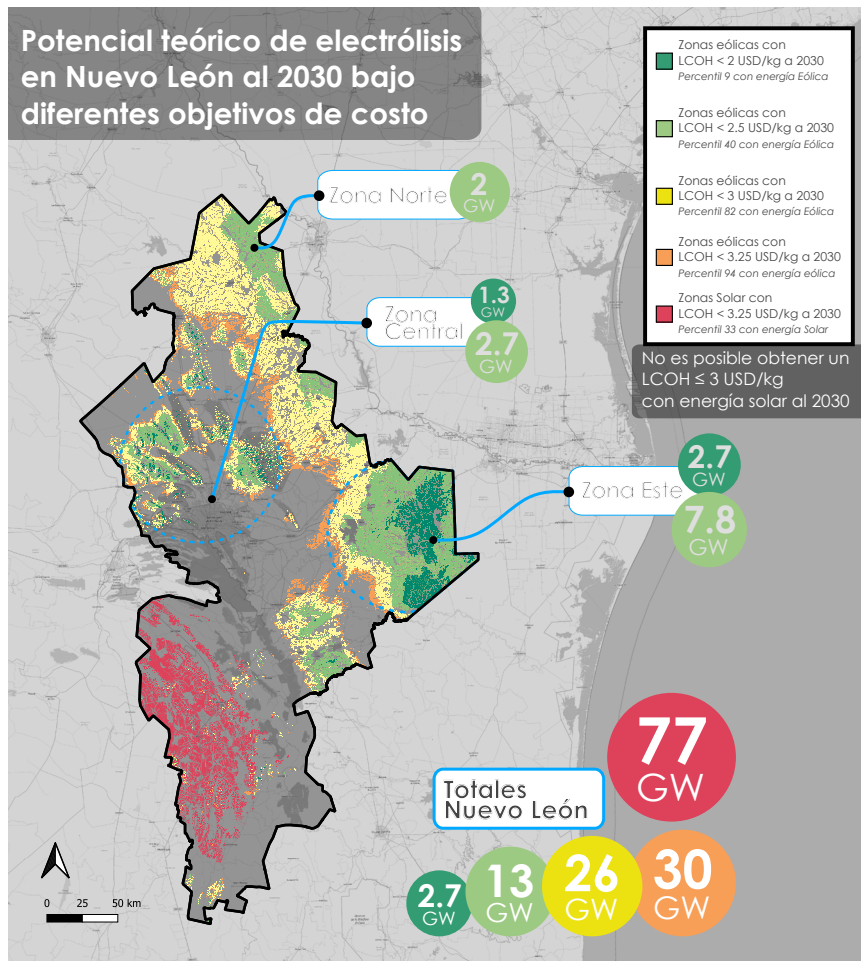


En la Figura 17 se representa geográficamente el potencial teórico de electrolisis. Este análisis permite concluir que, por aspectos económicos y geográficos, el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde de gran escala podría iniciar de la mano de proyectos de energía eólica en la zona este del estado, en torno a los municipios de China y General Bravo. Por otro lado, **una ubicación potencialmente atractiva para los primeros proyectos, de relativamente pequeña escala (<100 MW), podría ser en el municipio de Higuera por su abundante recurso eólico, existencia de proyectos eólicos en operación y su cercanía a Monterrey.** Sin embargo, este podría pre-

sentar barreras por su cercanía al área natural protegida de Sierra de Picachos.

Uno de los grandes retos para explotación del potencial de energía eólica para la generación de hidrógeno es su lejanía a los posibles centros de consumos y la poca infraestructura de transmisión eléctrica en la zona para el transporte de la energía, es decir, que los costos de la infraestructura de transporte (ya sea de la molécula por camiones o ductos, o la energía eléctrica) se deberá considerar como un costo adicional al proyecto.

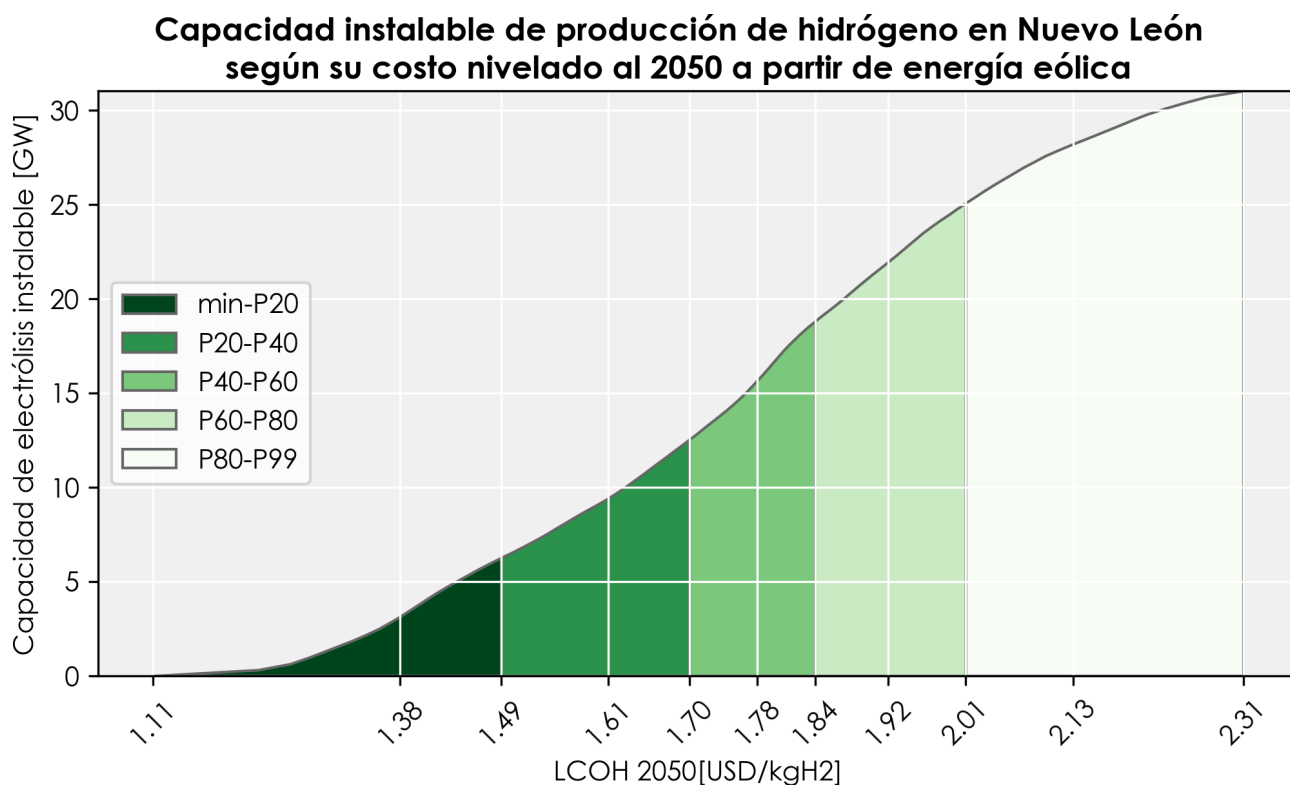
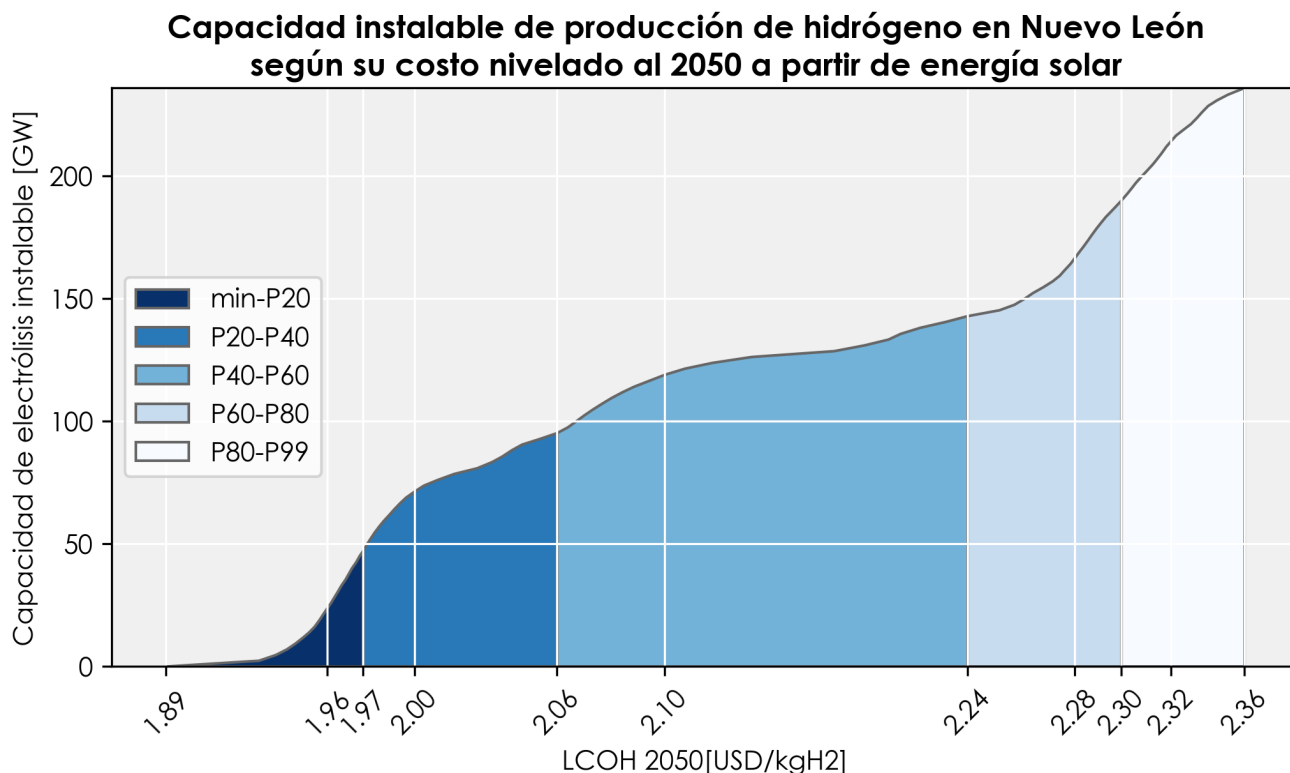
Figura 17. Representación del potencial teórico de electrólisis en el estado de Nuevo León según el costo objetivo y la tecnología de generación de la energía renovable.



Hacia 2030, se espera que los proyectos de hidrógeno a partir de generación solar sólo se desarrollarán si se consideran restricciones de la ubicación de la demanda o de disponibilidad de agua, cuyo análisis se realiza en el capítulo 6.

Para 2030, Nuevo León tendrá un potencial para instalar cerca de 26 GW de electrólisis con un costo de producción de hidrógeno menor a 3 USD/kg y 3.2 GW a un costo menor a 2 USD/kg exclusivamente en la zona oriental.

Figura 18. Capacidad acumulada instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Nuevo León en 2050.



Para el 2050, se obtendría una reducción de aproximadamente 30% de los costos nivelados de producción de hidrógeno a partir de energía eólica y de un 38% para la producción a partir de energía solar; es decir, que **al 2050 el hidrógeno generado a partir de energía solar**

ganará terreno con respecto al eólico en algunos municipios como General Terán, Los Ramones y Sabinas Hidalgo (ver Figura 14). Sin embargo, se proyecta que la producción de hidrógeno a partir de energía eólica siga siendo generalmente más competitiva en costos.

Para 2050, Nuevo León tendrá un potencial de 95 GW de electrólisis con un costo menor a 2 USD/kg y cerca de 6.3 GW con un costo menor a 1.5 USD/kg para hidrógeno verde producido utilizando energía eólica.

Potencial híbrido

La combinación del recurso eólico con el solar es una alternativa que podría generar una reducción de costos, sin embargo, esto requiere un estudio más detallado en cada punto que permita determinar su complementariedad. Sin embargo, se evidencia que, en el estado de Nuevo León, en la zona donde se cuenta con el mejor recurso solar, el recurso eólico es mínimo y combinar los recursos no es viable económicamente.

Para ilustrar el posible efecto de la combinación de los recursos, se tomaron 2 puntos arbitrarios en el estado. Uno donde el LCOH más bajo sea obtenido con energía renovable eólica y otro donde este se obtenga con energía solar fotovoltaica. Para cada punto se realizó un dimensionamiento óptimo de las capacidades de energía renovable para 1 MW de electrólisis¹¹. Se encontró que en el lugar donde predomina la generación con energía eólica (es decir, con el LCOH más económico usando esta tecnología) tan solo se obtuvo una reducción del 1.2%; mientras que en el lugar donde predomina la generación de hidrógeno con energía solar, no existe una combinación de tecnologías que permita reducir el costo con respecto a la tecnología solar por sí sola. Lo anterior sugiere que **es bajo el potencial de reducir costos por la hibridación del suministro eléctrico entre solar y eólico para la producción de hidrógeno verde en Nuevo León.**

Tabla 3. Dimensionamiento óptimo del parque de energía renovable para el menor LCOH según las tecnologías usadas para 2 puntos arbitrarios en el estado de Nuevo León.

Tecnología dominante	Capacidad PV [MW]	Capacidad Eólica [MW]	Factor de planta ER	Factor de planta EZ	LCOH @ 2030
Solar	1.5	0	26.6%	38.4%	3.15
	0	2.6	16%	39.5%	5.55
	1.5	0	26.6%	38.4%	3.15
Eólica	1.6	0	24.4%	37.4%	3.36
	0	1.8	39.5%	66.5%	2.53
	0.4	1.6	36.4%	69.3%	2.5

Fuente: elaboración propia.

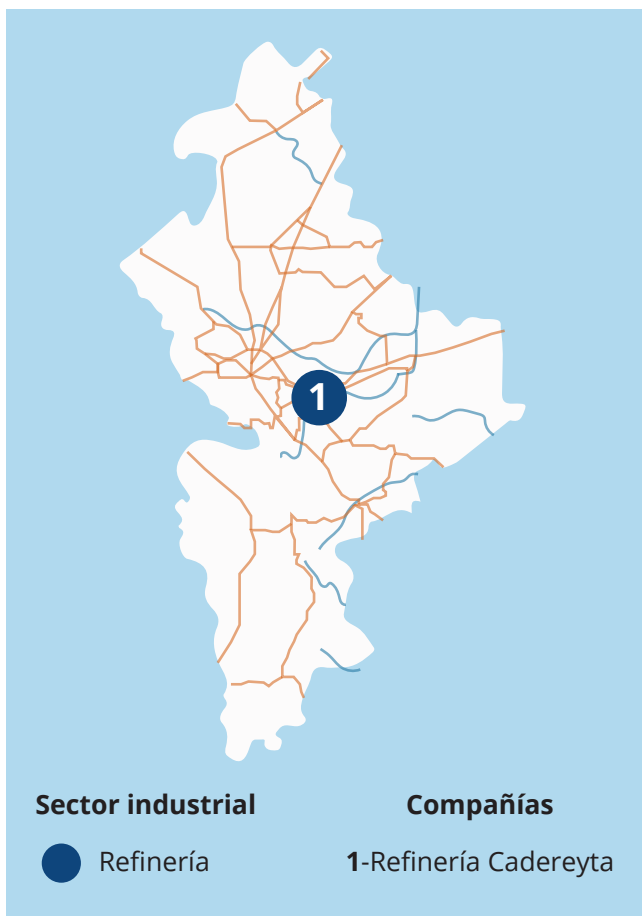
¹¹ Se consideró 1 MW para efectos de simplicidad, y se mantuvo el costo supuesto al 2030 para las diferentes tecnologías a gran escala que se presenta en el Anexo 4

5. Análisis cualitativo de demanda de hidrógeno verde

5.1. Demanda actual de hidrógeno en Nuevo León

El sector industrial representa la economía de mayor valor para Nuevo León. La refinería de PEMEX en Cadereyta se identificó como la única planta industrial que consume en la actualidad hidrógeno en grandes cantidades. La Figura 19 presenta la ubicación de las plantas con producción y consumo de hidrógeno (PEMEX, 2020). Se incluyen dentro del mapa los consumos de hidrógeno por encima de 1 kton H₂ al año.

Figura 19. Ubicación de plantas con producción y consumo de hidrógeno mayor a mil toneladas por año en el estado de Nuevo León.

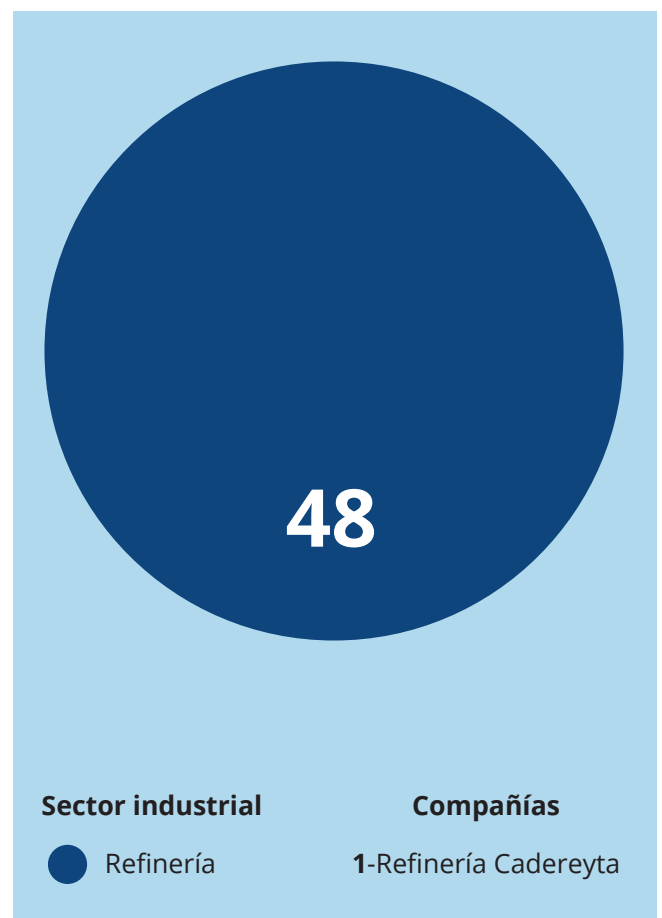


Fuente: Elaboración propia con datos de (PEMEX, 2020) y entrevistas.

La producción y demanda para el 2020 del hidrógeno como materia prima para el sector industrial de refinación fue de 48 kton para la refinería de Cadereyta. El hidrógeno en la refinería de Cadereyta se consume para procesos de hidrocrackeo e hidrotratamiento.

El sector de acero también consume hidrógeno a través de las dos plantas de Ternium en Nuevo León. Sin embargo, su demanda para el 2021 fue cercana a 0.6 kton anuales, considerablemente menor en magnitud en comparación con la refinería.

Figura 20. Demanda y oferta del hidrógeno en el estado de Nuevo León.



Fuente: Elaboración propia con datos de (PEMEX, 2020).

5.2. Evaluación de competitividad en costo por sector

La competitividad económica del uso de hidrógeno verde en las diferentes industrias debe ser analizada caso por caso, ya que por su versatilidad debe ser evaluada según el uso final que se le dé. Éste puede ser empleado como reactivo químico y/o como un combustible, como en el caso de la producción de acero, cemento o como materia prima o *feedstock*, en cuyo caso debe compararse con su sustituto directo (por ejemplo, el hidrógeno gris). Por otro lado, en el transporte se debe comparar de forma integral con la operación de vehículos con el combustible que se emplee en el segmento de transporte a descarbonizar (por ejemplo, diésel en el sector de carga pesada) y en comparación con otras alternativas de descarbonización, como el uso de vehículos eléctricos a baterías.

5.2.1. Estimaciones de la paridad de costos

El concepto de costo nivelado del hidrógeno objetivo (LCOH objetivo) determina el costo con el cual la solución de hidrógeno verde alcanza la paridad en costos con la tecnología que pretende reemplazar, según sea la aplicación, ya que cambia según su uso y las tecnologías con las que compite (ver Anexo 5 para más detalles). Con base en lo anterior, se define el **LCOH objetivo como aquel que indica el costo que debe tener el hidrógeno verde para ser competitivo con una aplicación específica**. Para este estudio se define el LCOH objetivo para el uso del hidrógeno como materia prima como aquel en el que alcanza la paridad con el costo del hidrógeno gris, para el transporte de carga pesada con el costo total de propiedad de los vehículos de diésel y para usos energéticos con el costo de producción de energía o calor a partir de gas natural.

Se calculó el LCOH en Nuevo León a partir de la producción de energía solar y eólica considerando los valores entre los percentiles 10 y 50. Es decir, del total de LCOH calculados para el estado se excluyen aquellos dentro del 10% más competitivo (P10) y del 50% menos competitivo (P50) con el fin de mantener un rango conservador para ambas tecnologías de generación. Dado que la radiación solar es más homogénea en todo el estado, la distribución del potencial de generación eléctrica y por lo tanto en los costos de producción del hidrógeno son menores, lo cual se refleja en una menor variabilidad entre el mínimo y máximo LCOH considerados. Las variaciones en cuanto al potencial eólico en diferentes zonas del estado

son más pronunciadas, por ello la variación del LCOH eólico es mayor.

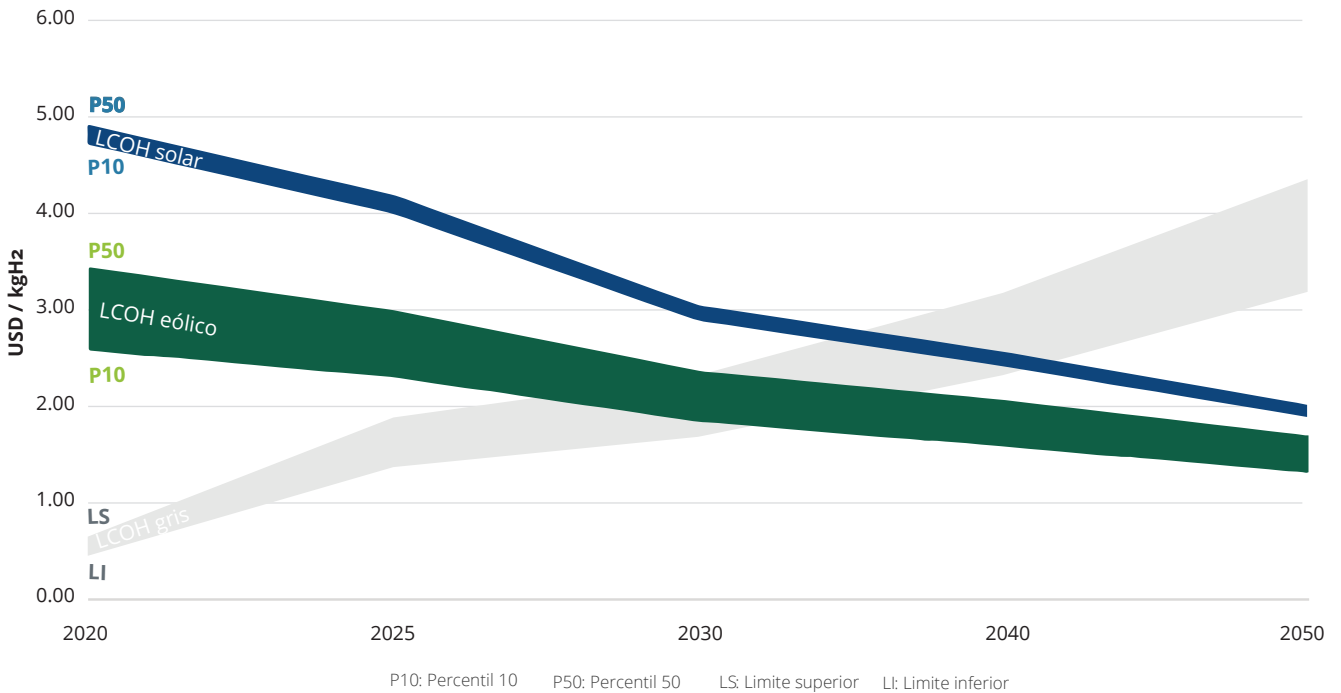
Para las proyecciones del LCOH objetivo se muestran los intervalos en los cuales se proyecta que va a evolucionar el costo para cada aplicación en el estado bajo un escenario *Business as Usual* (BAU) como se detalla en el Anexo 4. Por ello los valores se concentran entre el límite superior (LS) y el límite inferior (LI) proyectados.

La adopción del hidrógeno verde en las diferentes industrias tendrá un sentido económico en la medida que éste alcance la paridad en costos. Por tal motivo, en la siguiente figura se muestra el análisis de paridad de costos, donde cabe señalar los puntos siguientes:

- El hidrógeno como materia prima puede ser empleado en refinerías, producción de amoníaco, producción de metanol, producción de acero y en otros procesos industriales donde participe como un reactivo químico, en ocasiones para sustituir un insumo de origen fósil (usualmente hidrógeno gris) y reducir la intensidad de carbono del proceso.
- En el sector transporte puede sustituir a los combustibles fósiles en diferentes segmentos vehiculares, en donde el transporte terrestre de carga es uno de los casos de negocio más atractivos, logrando así su descarbonización. El uso de hidrógeno verde requiere del uso de nuevas tecnologías en los vehículos y la infraestructura de suministro de combustible.
- Los generadores de energía eléctrica con gas natural podrían reemplazar su consumo de combustibles fósiles, parcial o completamente, siendo reemplazados por la combustión de hidrógeno. Esto también es válido para aplicaciones industriales donde se proporcione calor a partir de la quema del gas natural, como la producción de cemento. Además, en cuanto a la producción de energía eléctrica, el hidrógeno también puede ser aprovechado con una celda de combustible (FC, por siglas en inglés), que es un proceso electroquímico con mayor eficiencia energética que la combustión, por lo que se puede conseguir una reducción más temprana en la brecha de costos por unidad de energía generada (USD/MWh).
- A continuación, se muestran los resultados de los análisis de paridad de costos proyectados para el hidrógeno verde producido en Nuevo León a partir de energía solar y eólica para las aplicaciones anteriormente mencionadas.

5.2.2. Hidrógeno como materia prima

Figura 21. Paridad de costos entre hidrógeno gris y verde (solar y eólico) como materia prima en el sector industrial.



Fuente: elaboración propia

Como materia prima, se estima que el hidrógeno verde alcance la competitividad en costos antes del 2030 en Nuevo León. Esto se consigue con LCOH producidos a partir del 50% de los mejores recursos eólicos de Nuevo León. Por su parte, la producción de hidrógeno a partir de los mejores recursos solares tendría una paridad de costos a partir de mediados del 2035.

Por lo tanto, se esperaría que industrias como la del amoníaco, la refinación de crudo y aquellos procesos industriales que involucran el uso de hidrógeno gris como materia prima empiecen a adoptar el hidrógeno verde en la década del 2030 debido a su competitividad en términos económicos. Sin embargo, es posible que se pudieran encontrar casos de negocio competitivos a partir de 2028.

5.2.3. Transporte pesado con hidrógeno

El sector del transporte carretero pesado con hidrógeno se espera que alcance la paridad de costos antes de 2025 en Nuevo León¹², con respecto a los de motor de combustión interna (ICEV) de diésel. Esto haría del transporte el sector de aplicación con viabilidad económica más temprana en el estado entre aquellos analizados. Un escenario optimista sugiere que la descarbonización

del transporte a partir del hidrógeno verde generado por energía eólica podría alcanzar la paridad de costos considerando la adquisición de los vehículos en el 2023. En el mercado existen también otras alternativas para descarbonizar el transporte pesado como los vehículos eléctricos con batería (BEV). Respecto a esta última tecnología, cabe la pena señalar que son una alternativa de cero emisiones directas con algunas ventajas y desventajas respecto a los vehículos eléctricos con celdas de combustible (FCEV).

El análisis del sector transporte se realizó a partir de una comparación entre los ICEV (diésel), BEV y FCEV; respecto a su paridad de costos. En este comparativo se propone un análisis donde se consideran los siguientes costos de sus fuentes energéticas primarias:

ICEV (diésel): Proyección de costos del diésel a 2050 (ver Figura 8). Se considera una variación del costo del diésel de un $\pm 10\%$, para introducir una fluctuación en los costos futuros de este energético, dando así un límite superior (LS) y un límite inferior (LI).

BEV: Proyección de costos de la energía eléctrica en Nuevo León (ver Figura 8). Se considera una variación del costo de la energía eléctrica de un $\pm 10\%$, para introducir

¹² La paridad de costos indica la fecha de adquisición y puesta en operación de los vehículos en el año indicado considerando un análisis de costo total de propiedad (TCO) durante todo su ciclo de vida, tomando en cuenta que conforme aumente la demanda se incrementen las fuentes de suministro de hidrógeno verde y éste reduzca su costo con el tiempo. Por ello, no necesariamente aplica tal cual a un proyecto piloto individual.

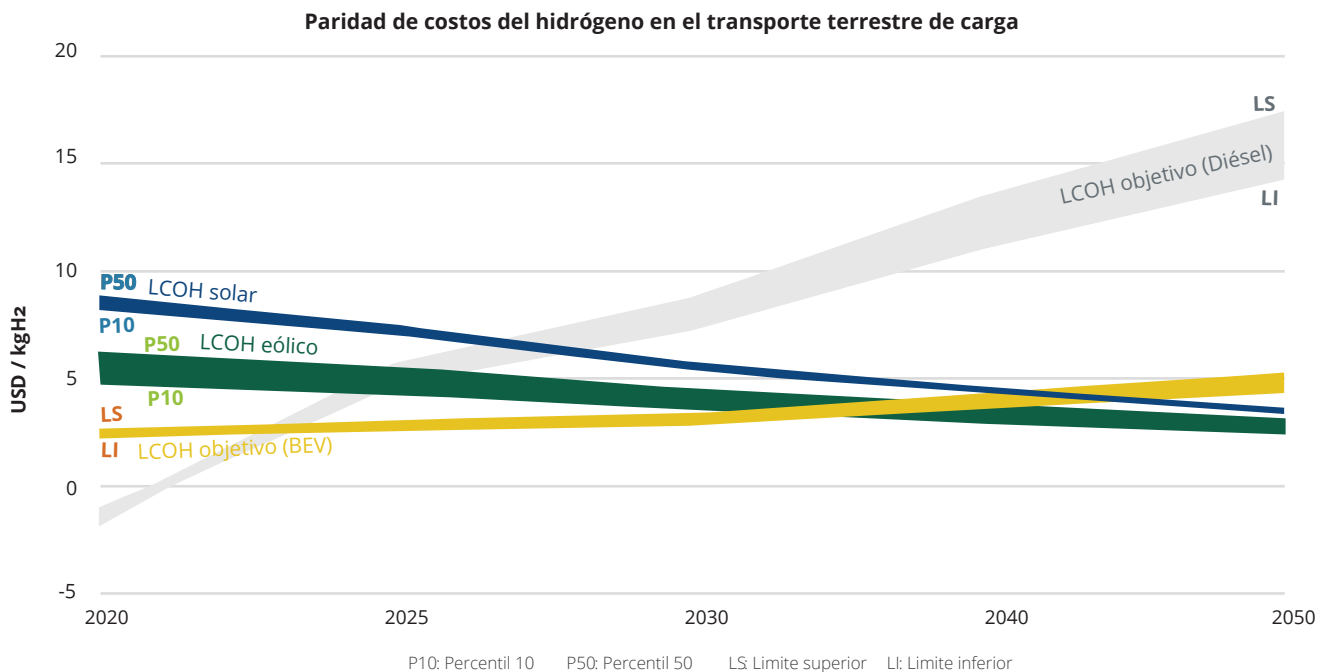
una fluctuación en los costos futuros de este energético, dando así un límite superior (LS) y un límite inferior (LI). Las proyecciones para esta tecnología no consideran la obtención directa de energía renovable a través de contratos de compra y venta de energía.

FCEV: Costos del hidrógeno verde a partir del recurso renovable solar y eólico en Nuevo León considerando la cadena de valor del hidrógeno verde hasta el punto de

suministro del usuario final (ver anexo 7). Se consideran el percentil 10 (P10) y el percentil 50 (P50) para cada recurso, en aras de dar una mayor sensibilidad al estudio.

A continuación, se muestran los resultados del análisis, tomando como referencia el costo que debería tener la producción de hidrógeno verde para que los FCEV puedan ser competitivos con respecto a los ICE y BEV.

Figura 22. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado.



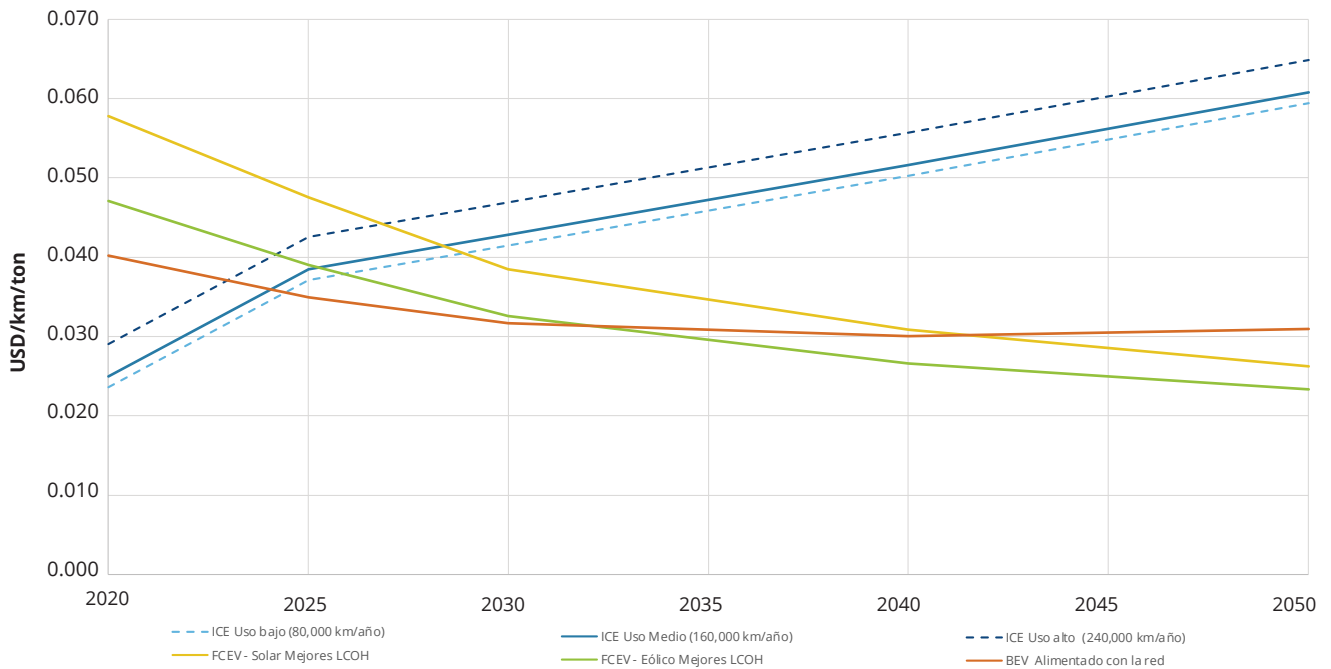
Los camiones de hidrógeno son vehículos eléctricos (EV) que almacenan energía en forma de hidrógeno comprimido y lo emplean para generar electricidad a través de celdas de combustible (fuel cells), que alimentan un motor eléctrico para impulsar al vehículo. Al usar celdas de combustible, la eficiencia de conversión energética es superior a la de los motores de combustión, lo que contribuye a que su uso alcance la paridad de costos de manera temprana, aunque no necesariamente sea más barato el hidrógeno que el diésel por unidad de contenido energético (USD/MMBTU o USD/MJ). Esto es sin considerar ningún incentivo por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero u otros contaminantes de la atmósfera, los cuales podrían acelerar aún más el que alcance la paridad de costos.

Para realizar un análisis de competitividad más completo de los FCEV en el sector del transporte pesado, se calculó el costo total de propiedad (TCO, por sus cifras en

inglés) en el cual se consideran los costos de adquisición, operación y mantenimiento durante toda la vida útil de cada vehículo. Este análisis considera también las diferencias en el desempeño o eficiencia entre las alternativas y sus características técnicas, a partir del cual se obtiene un costo final por unidad útil o unidad funcional, que es un indicador más preciso para la comparación en costos tomando en cuenta la utilidad para el propietario de la unidad aplicable a una flota vehicular.

En este caso la unidad funcional es el costo por la distancia recorrida por capacidad de carga, por lo que se calculó el TCO en costo por kilómetro y por tonelada durante su vida útil, como se muestra para diferentes intensidades de uso en la Figura 22. **El comparativo se realiza entre camiones con motores de combustión interna de diésel (ICEV), camiones eléctricos a baterías (BEV) y camiones eléctricos de celda de combustible de hidrógeno (FCEV).**

Figura 23. Análisis de sensibilidad de costos por kilómetro recorrido entre tecnología convencional (ICE) y las celdas de combustible (FCEV).



Considerando los supuestos por tecnología del Anexo 7 entre los cuales se considera: eficiencia, CAPEX, costos energéticos, tiempo de vida útil.

Fuente: elaboración propia.

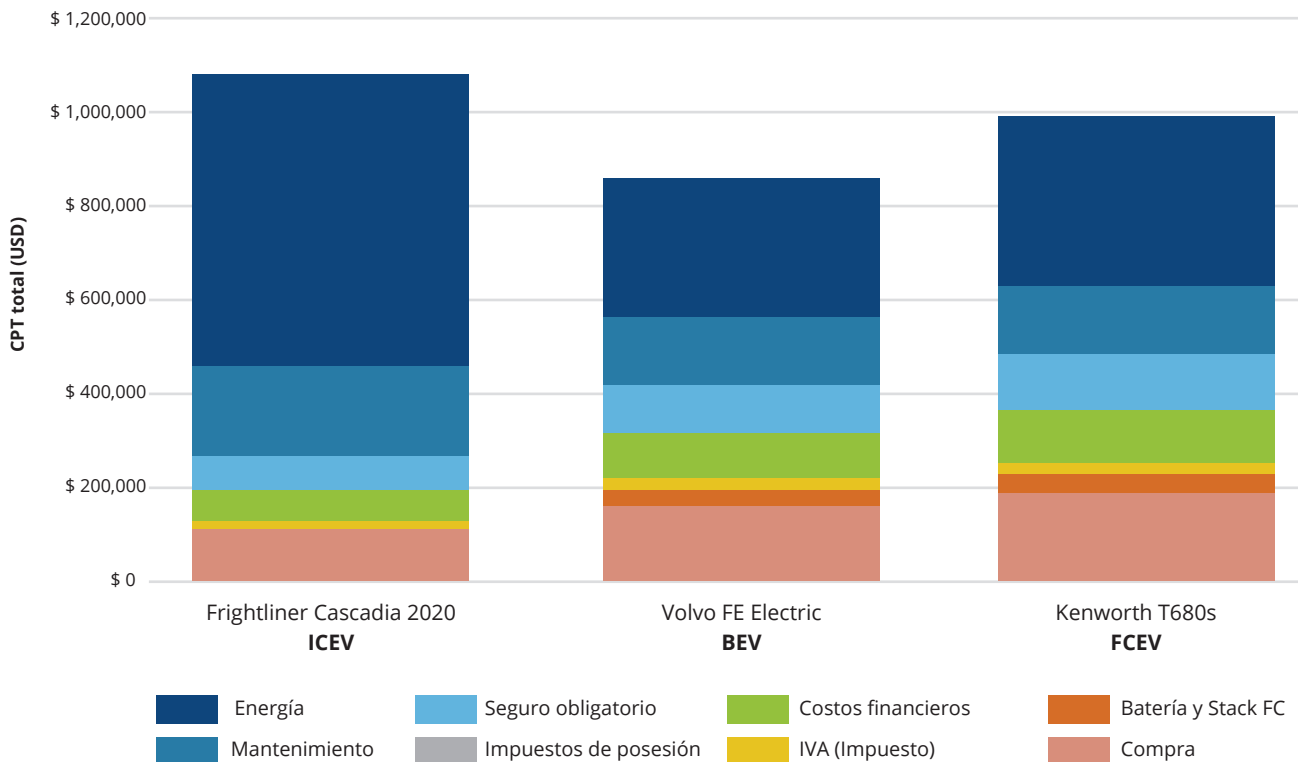
A partir de la información contenida en el gráfico anterior es posible dimensionar, según su nivel de actividad, el costo por tonelada y por kilómetro para un vehículo a combustión (ICEV) en comparación de un vehículo a celda de combustible (FCEV) alimentado con hidrógeno verde producido con energía eólica y solar. Variar un $\pm 50\%$ el nivel de actividad con respecto a los 160 mil kilómetros que recorre un vehículo de carga en México podría postergar la paridad de costos por kilómetro entre 2022 y 2024, alimentándose con H₂V eólico, mientras que para H₂V solar las fechas de paridad se estiman que sean entre 2027 y 2029.

Si bien los BEV requieren menores costos de inversión para su adquisición y para desplegar su infraestructura de recarga, además de una mayor eficiencia energética, los FCEV ofrecen ventajas como tiempos de recarga menores y autonomías más extendidas, lo que resulta en más horas efectivas de uso en el día y la capacidad de adoptar rutas con puntos de repostaje más distantes. Entre las desventajas de los BEV destaca que las baterías

ocupan mayor espacio y con las tecnologías actuales pueden ser hasta tres o cuatro veces más pesadas que los sistemas de almacenamiento y uso de hidrógeno, reduciendo la capacidad útil del camión para transportar mercancías (GIZ, 2021).

Un análisis más detallado sobre la competitividad de las diferentes tecnologías mencionadas se puede consultar en los reportes “Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación” (GIZ, 2021), en particular el [Tomo V: Aplicaciones en el sector del transporte](#). Por ejemplo, en términos del costo total de propiedad (TCO) para vehículos de carga pesada (HDV) en México, para 2030 las tres tecnologías serían económicamente similares entre sí. La Figura 24 toma valores promedio a nivel nacional por lo que no contempla el alto potencial eólico específico de Nuevo León, que reduciría el TCO del FCEV. La Figura 24 representa el CTP por cada tecnología en la cual no se refleja algunas ventajas del camión de hidrógeno frente al eléctrico a baterías, como su uso por más horas del día y con mayor capacidad de transporte de carga.

Figura 24. Comparativo de TCO de diferentes tecnologías para camiones de carga en México 2030.



Fuente: elaboración propia a partir de (GIZ, 2021).

A principios de 2022, el estado de Nuevo León adquirió 800 camiones de pasajeros que usan gas natural como combustible como una medida para la reducción de las emisiones generadas por el transporte público. Si bien existe una reducción en las emisiones debido a la sustitución de diésel por gas natural, tomando en consideración las emisiones del Well-to-Wheel (pozo a rueda), las emisiones asociadas al gas natural se ubican arriba de los $120\text{gCO}_2/\text{km}$ contra $160\text{gCO}_2/\text{km}$ del diésel y poco más de $190\text{gCO}_2/\text{km}$ para gasolina (Engerer, 2010). Otros combustibles como el etanol y biodiésel ofrecen un ahorro en alrededor del 25% de las emisiones (110 y $90\text{gCO}_2/\text{km}$ respectivamente) en comparación de aquellos de gas natural y diésel (The Contribution of Natural Gas Vehicles to Sustainable Transport, 2010). En contraste, se considera bajo los mismos criterios que las emisiones de fuentes móviles por parte de las unidades FCEV operadas con hidrógeno verde son nulas, al ser producido a partir de fuentes renovables (Wang, 2002). Lo mismo podría aplicar a los BEV siempre y cuando la electricidad que utilicen sea 100% renovable.

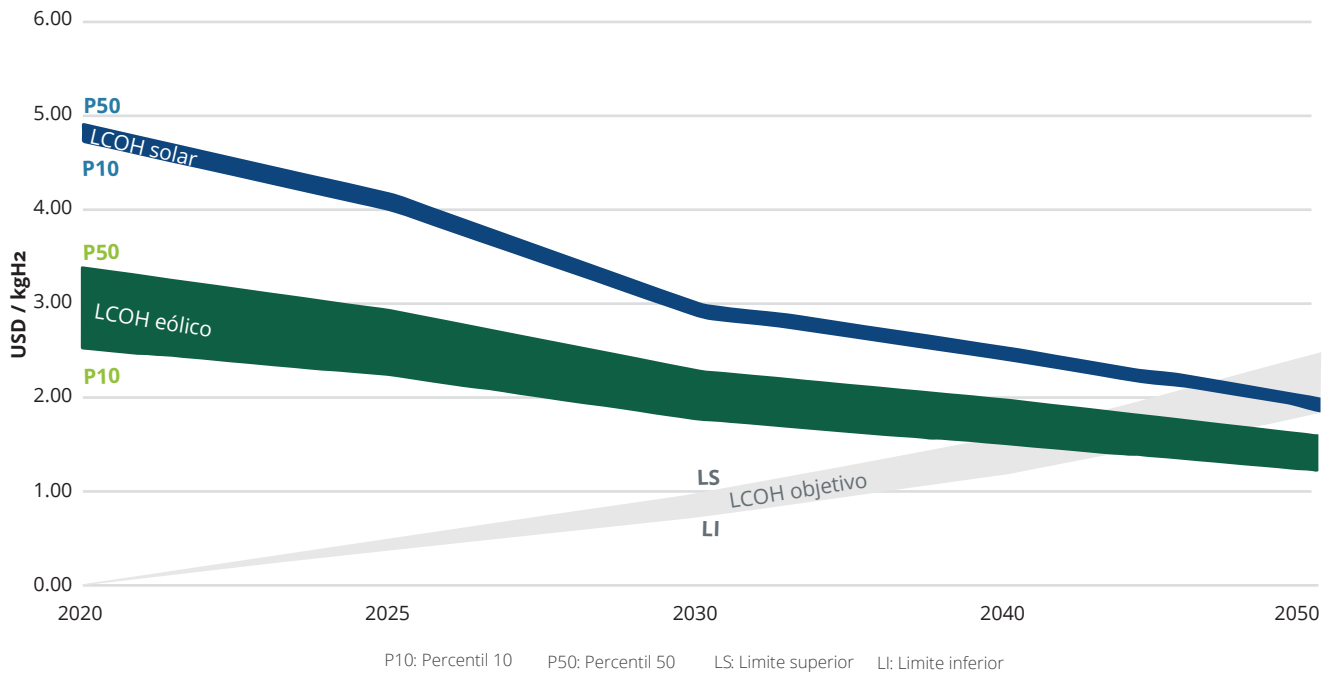
Por otro lado, las emisiones de NO_x , SO_x , entre otros gases, también se asocian a la combustión de gas natural, motivo por el cual las alternativas como BEV y FCEV serían una mejor opción en términos medio ambientales.

Tomando como referencia el análisis realizado en esta sección, se espera que los BEV sean en general más competitivos que los FCEV en términos económicos por lo menos hasta la mitad de la década del 2040. Sin embargo, requisitos como una alta disponibilidad de los vehículos, que no es compatible con largos tiempos de recarga, largas autonomías y mayor capacidad de carga, darían lugar a una oferta para los FCEV en los segmentos que demandan estas condiciones operativas. Por lo tanto, la demanda de hidrógeno verde para el transporte pesado estaría enfocada principalmente en sectores con las condiciones antes mencionadas, limitando la demanda del hidrógeno a segmentos específicos en donde las baterías no podrían competir por sus restricciones tecnológicas. Para la evaluación de casos específicos, se recomienda hacer un análisis comparativo ya que diferentes requerimientos operativos en términos de horas de operación, distancias y diferencias de altura a recorrer, entre otros, podrían arrojar casos de mayor competitividad de hidrógeno respecto a las baterías antes de lo proyectado.

5.2.4. Hidrógeno como energético

Se proyecta que hasta la década del 2040 será posible alcanzar paridad de costos entre la generación de energía eléctrica a partir del gas natural y la producida usando celdas de combustible de hidrógeno en Nuevo León.

Figura 25. Paridad de costos de hidrógeno en generación de energía eléctrica.



Fuente: elaboración propia

La principal razón se debe al bajo costo energético del gas natural importado de Texas como se vio en el Capítulo 2, que es el energético más económico en el estado. **Para 2030, se requeriría contar con un suministro de hidrógeno en la planta de generación de 1 USD/kg para lograr la paridad en costos con la electricidad producida en ciclos combinados de gas natural.**

Existen mecanismos mediante los cuales se podría acelerar la paridad de costos en este sector, por ejemplo, la implementación de impuestos al carbono, beneficiando así a las fuentes limpias frente a la producción de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, como el gas natural. Este mecanismo también podría aplicarse a otros combustibles fósiles y a otras industrias para acelerar su descarbonización.

5.3. Estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H₂

Las industrias de refinación de crudo y la producción de amoníaco podrían sustituir su actual suministro de hidrógeno gris por verde en el mediano plazo, ya que llevan décadas trabajando con procesos termoquímicos donde el hidrógeno juega un papel importante y podrían ser de las primeras en adoptarlo a gran escala una vez que sea competitivo en costo. Sin embargo, se prevé que el crecimiento de la demanda de hidrógeno verde a

nivel estatal será guiada por los nuevos usos del hidrógeno como el transporte, la producción de amoníaco para usos no convencionales¹³, y la descarbonización en la producción de acero, siendo estos los que mayor potencial de adopción tienen a 2050 según los costos de paridad estimados anteriormente.

Se espera que los vehículos eléctricos de celdas de combustible (FCEV) tengan participación en los segmentos de transporte de carga pesada, donde el costo total de propiedad de los vehículos de transporte es el indicador más relevante y tiene un alto potencial de descarbonización de la economía. Considerando en primera instancia el uso de BEV para este fin, podría haber nichos de oportunidad donde el transporte con hidrógeno verde sea la alternativa más competitiva.

En cuanto al mercado del amoníaco, en los últimos años se ha presentado un alza en la importación de este elemento a nivel nacional en México (SICM, 2019) con un crecimiento anual promedio del 19% entre 2010 y 2019. Como iniciativa para fomentar la seguridad alimentaria en Nuevo León, se podría explorar el uso de hidrógeno verde como materia prima en la producción de amoníaco verde para la fabricación local de fertilizantes con la finalidad de reemplazar importaciones.

En la industria del acero se considera que la fabricación anual se mantendrá constante en los próximos años en

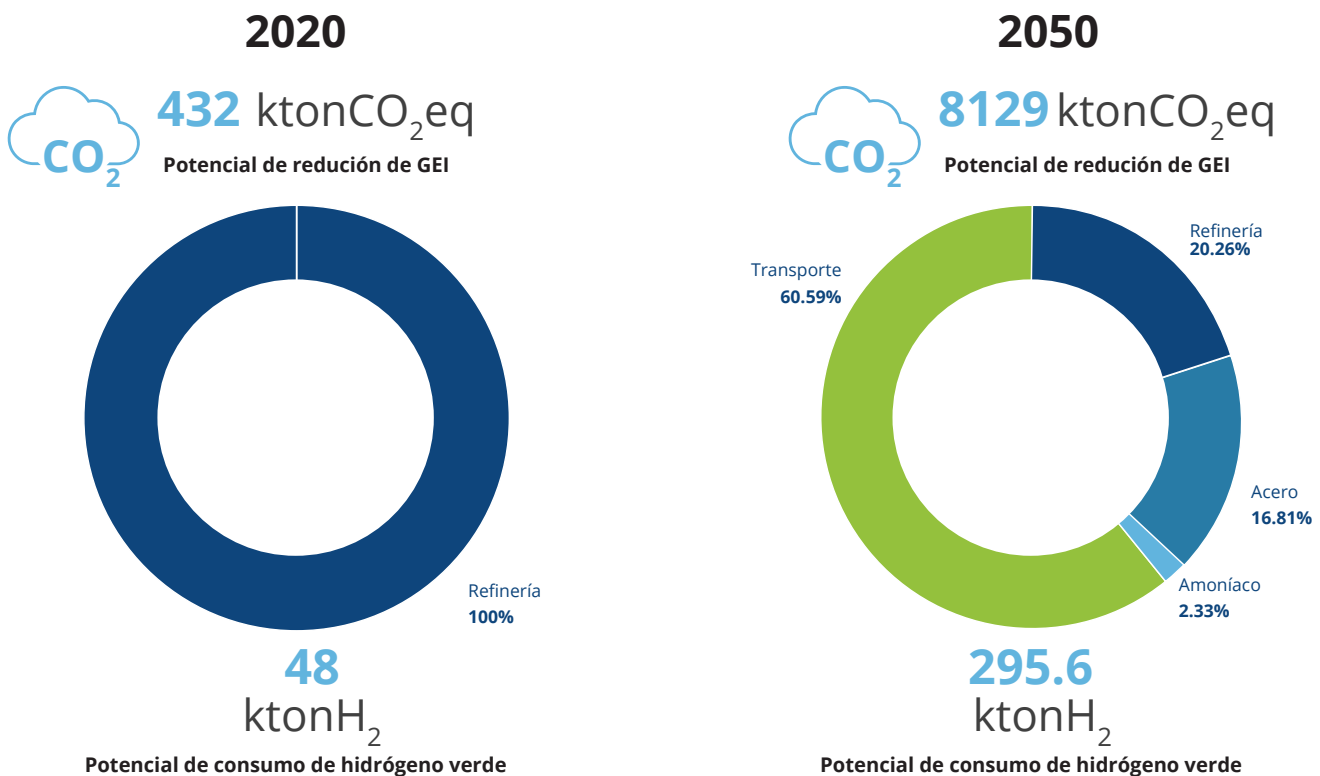
¹³ El amoníaco se usa en la actualidad principalmente para la producción de fertilizantes, así como la producción de explosivos y como un refrigerante. A partir de su producción con hidrógeno verde, se habilitan nuevos usos como el ser un portador de energía renovable para el transporte marítimo de larga distancia, la generación eléctrica, entre otros.

términos de volumen, considerando que la producción a 2020 en Nuevo León era de 2.84 millones de toneladas. Esta industria puede ser descarbonizada empleando hidrógeno verde, teniendo su mayor potencial área de consumo al poder reemplazar el suministro de gas natural para el proceso de reducción directa del mineral de hierro, lo que podría resultar en cientos de megavattios de electrólisis de demanda. Si bien esto requiere de cambios tecnológicos en los procesos de producción de acero, esto representa una oportunidad para Nuevo León

en la medida que podría producir acero verde, generando mayor valor agregado a sus productos y cumpliendo con los estándares cada vez más estrictos en la sustentabilidad de la cadena de valor impuestos por gobiernos y empresas de diferentes ramos a nivel mundial.

Una estimación a alto nivel de la potencial demanda de hidrógeno verde en el estado de Nuevo León hacia 2050 se presenta en la Figura 26.

Figura 26. Evolución de la demanda de hidrógeno en Nuevo León 2020 – 2050.



Fuente: Elaboración propia

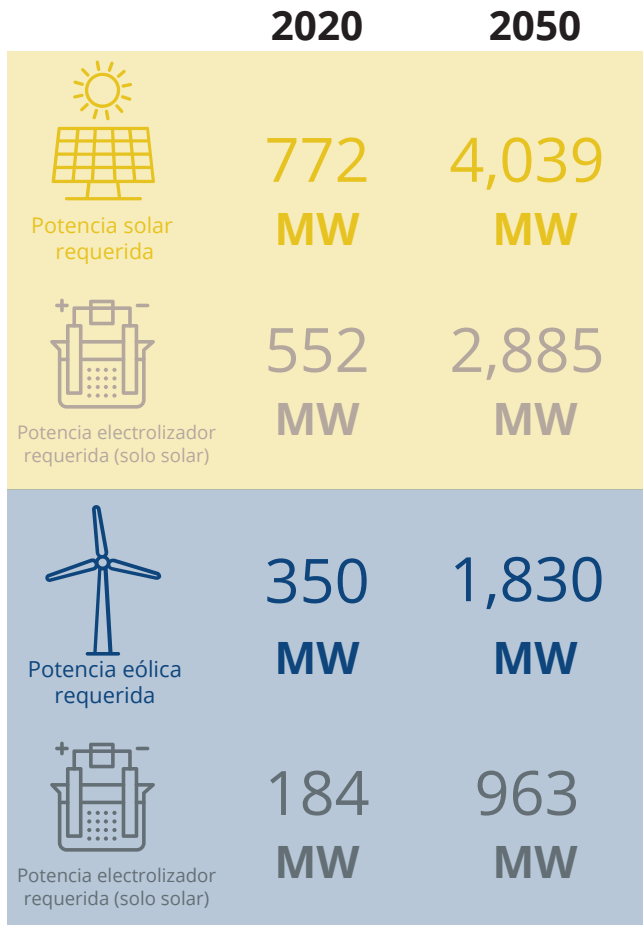
Adicionalmente, la Figura 26 muestra el potencial de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) relacionado a la descarbonización de estos sectores a través del hidrógeno verde y su potencial para contribuir a las metas de descarbonización en el estado. **El potencial de consumo de hidrógeno en Nuevo León se multiplicaría cerca de 6 veces en solo 30 años, siendo el sector de transporte pesado el que más aportaría en su crecimiento.**

En el sector del transporte, se prevé que la demanda de hidrógeno sería destinada principalmente al transporte carretero pesado, donde se ha proyectado que la paridad de precios se dé antes del 2025 respecto a los convencionales a diésel (ICEV). Se sugiere que el estado de Nuevo León contemple la producción de hidrógeno verde localmente para la descarbonización del transporte, priorizando en particular a aquellos usuarios con alta demanda energética como aquellos que recorren

largas distancias y transportan grandes volúmenes de mercancía, y que cuenten con flotas vehiculares extensas que recorran rutas definidas a fin de facilitar el suministro de combustible y lograr, en la medida de lo posible, economías de escala para su producción, acondicionamiento, almacenamiento y transporte.

Para dar un orden de magnitud en las necesidades de despliegue de infraestructura para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno verde mostrada en la Figura 27, se muestra en la siguiente figura la capacidad de energía renovable que se requeriría para atender el potencial consumo a 2020 y la proyección de demanda potencial a 2050, como también la potencia de electrólisis. Para esta estimación se emplean los mejores factores de carga presentes en el estado, en cada tecnología y, la suposiciones tecno-económicas descritas en el Anexo 5 de este trabajo.

Figura 27. Estimación de infraestructura de generación renovable para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno en Nuevo León (solar y eólico considerando el P10).



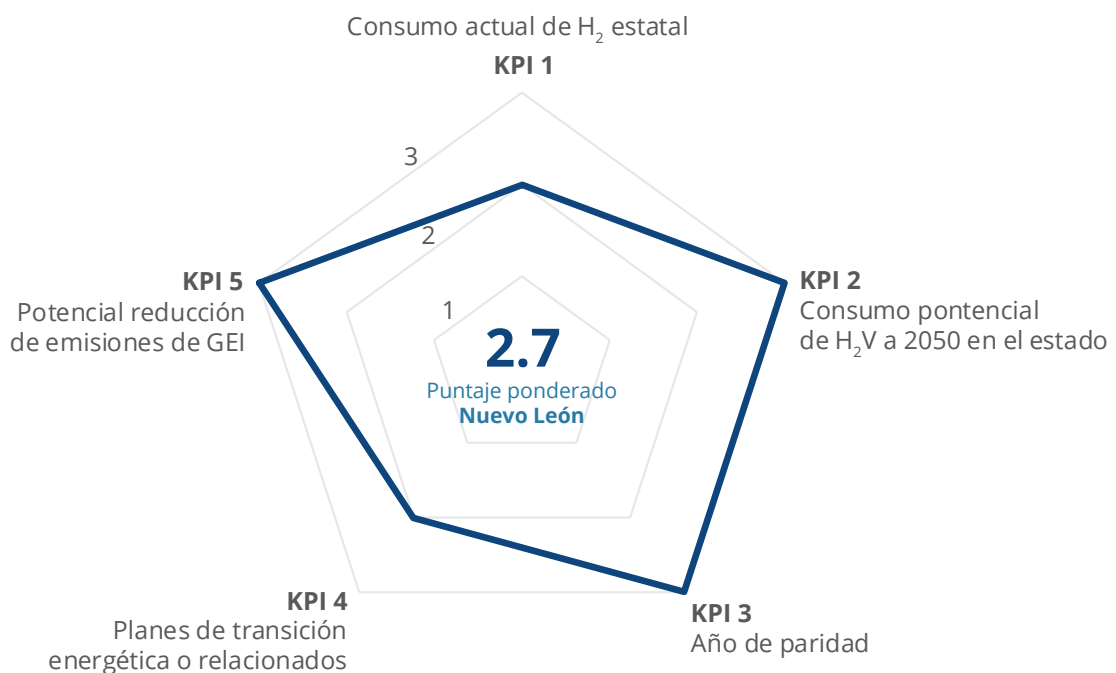
Fuente: Elaboración propia.

5.4. Matriz de indicadores cualitativos

La demanda de hidrógeno a nivel estatal tiene diferentes aspectos que podrían influenciar su adopción. Estos van desde aspectos tecno-económicos hasta ambientales, con los cuales se puede evaluar cualitativamente el potencial que cada estado tendría en la adopción del hidrógeno verde bajo el contexto de los cinco KPI (indicadores clave de desempeño, o *key performance indicators*) propuestos, de acuerdo con la relevancia de hidrógeno dentro del mercado actual y futuro. Estos KPIs para el estado son: 1 - Consumo actual de hidrógeno, 2 - Consumo potencial de hidrógeno verde a 2050, KPI 3 - Año de paridad de costos del hidrógeno verde, KPI 4 - Planes de transición energética o relacionados, KPI 5 - Potencial reducción de emisiones de GEI. Estos KPIs así como su metodología de cálculo se detallan en el Anexo 3.

En la Figura 28 se muestra la calificación en los cinco KPIs propuestos, donde Nuevo León obtiene una calificación ponderada de 2.7 sobre 3. Este alto puntaje es debido al potencial de adopción de hidrógeno verde y la reducción de gases de efecto invernadero, así como la temprana competitividad en costos que prevista para el hidrógeno verde en el estado. Las acciones en materia de política y programas de transición energética del estado contribuyen a una evaluación positiva en este ámbito gracias a la definición de programas estatales enfocados al hidrógeno, que se están llevando a cabo a través de la Agencia para la Promoción y Aprovechamiento de Energías Renovables, de la Secretaría de Economía del Estado.

Figura 28. Matriz de indicadores cualitativos para Nuevo León.



Fuente: Elaboración propia.

5.5. Drivers y barreras del hidrógeno por sector

5.5.1. Drivers – industria

- Refinerías y productores de acero como potenciales “early adopters” del hidrógeno verde, principalmente como materia prima. Estas industrias podrían consumir hidrógeno verde tempranamente por tener ya relación con la cadena de valor de éste y la infraestructura necesaria para su aprovechamiento.
- La vocación industrial y de cooperación de Nuevo León podría facilitar la creación de hubs de H₂ donde se concentre la demanda y se pueda lograr una producción de mayor escala, a menor costo, y distribuyendo el riesgo entre los participantes del proyecto.

5.5.2. Barreras – industria

- Los sistemas de generación de calor industrial con hidrógeno se encuentran en prototipos piloto, aún en etapas tempranas para implementación a escala comercial. La demanda potencial en un futuro serán industrias como la del cemento, cerámica, u otros procesos que tengan calderas/hornos o sistemas térmicos que requieran fuentes de calor de más de 500°C. Sistemas térmicos con demandas menores a 500°C serán absorbidas por sistemas de calentamiento eléctrico como las bombas de calor.
- El bajo costo del gas natural disponible en el estado dificulta la competitividad económica del hidrógeno verde para usos térmicos.
- Las estrategias de descarbonización industrial pueden abordar primero tecnologías como la eficiencia energética y la electrificación de procesos antes de pensar en incorporar H₂.
- La creación de una demanda de materias primas y bienes verdes aún es incipiente a nivel local, y depende de demanda extranjera o de empresas con presencia internacional.
- Aún no existe un incentivo claro a nivel regulatorio, ya sea nacional o estatal, para la adopción del hidrógeno verde como una herramienta de descarbonización de procesos y suministro energético.

5.5.3. Drivers – transporte

- El transporte pesado presentó fechas de paridad de costo frente a la alternativa a diesel antes del 2030 en los tres escenarios evaluados, siendo este segmento de mercado el de mayor competitividad para Nuevo León en el corto plazo.
- La paridad de costos para transporte de carga con celdas de combustible se logra para el 2022 con hidróge-

no verde producido por energía eólica y cerca del 2024 cuando se produce a partir de solar fotovoltaica.

- A pesar de que la paridad de costos por unidad energética de combustible (USD/MMBTU de diésel vs H₂V) se alcanza más adelante, la mayor eficiencia energética de los FCEV permite paridades de costo más tempranas cuando se considera el costo total para los propietarios de los vehículos.

5.5.4. Barreras – transporte

- Los camiones FCEV no cuentan en la actualidad con alta disponibilidad comercial.
- La comercialización de hidrógeno para vehículos FC requerirá del despliegue de una red de estaciones de repostaje y la infraestructura y logística para suministrarlas. Los costos asociados a este desarrollo podrían ralentizar su despliegue.
- Los vehículos eléctricos de baterías (BEV) son actualmente tecnologías de movilidad cero emisiones con menor costo, compitiendo directamente con los FCEV.
- En segmentos como los automóviles de uso personal, la descarbonización es más competitiva en costos con el uso de BEV suministrados con energía renovable que a través de FCEV.

5.5.5. Drivers – energía eléctrica

- Existe un incremento de la participación de las renovables dentro de planes y regulaciones estatales actuales.
- La alta demanda de energía eléctrica para la manufactura estatal daría paso a la adopción del hidrógeno verde en celdas de combustible o turbinas de gas natural en mezcla con hidrógeno, una vez que sea competitivo en costo.
- El almacenamiento eléctrico con hidrógeno podría integrarse con energías renovables bajo diferentes usos finales, destacando el brindar despachabilidad a las renovables variables y el almacenamiento energético estacional como uno de los principales usos a mediano plazo en el sector energético.

5.5.6. Barreras – energía eléctrica

- Las estrategias de descarbonización en centrales de generación se inclinan por la reconversión tecnológica o la sustitución de combustibles fósiles por aquellos con menor impacto ambiental y bajo costo como el gas natural.
- La generación eléctrica con gas natural tiene costos competitivos que dificultarán al hidrógeno lograr la paridad en términos económicos.

6. Análisis de uso sustentable de agua

La presente sección tiene como objetivo llevar a cabo una caracterización de la disponibilidad de agua para la realización de proyectos de hidrógeno en el estado de Nuevo León. Para ello, en primer lugar, se presenta un estado del arte de cuáles son los requerimientos de calidad y cantidad de agua para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis. Después, se brinda una breve contextualización de los lineamientos generales que existen para la priorización de los usos del agua en México. Posteriormente, se definen algunos indicadores clave utilizados para evaluar la disponibilidad de agua en el estado. Finalmente, se presenta el detalle de la caracterización del recurso hídrico en Nuevo León, incluyendo aspectos de la disponibilidad, calidad y costo del agua en el estado. A partir de los resultados obtenidos de dicha caracterización, se analizan las implicaciones de los diferentes elementos analizados para el desarrollo de proyectos de hidrógeno.

6.1. Requerimientos de cantidad y calidad de agua para la producción de hidrógeno

La producción de hidrógeno verde a partir de electrólisis requiere de agua como insumo fundamental. Esto partiendo de que la electrólisis es el proceso mediante el cual se separa el agua en sus dos componentes fundamentales: el hidrógeno y el oxígeno.

En ese sentido, de cara al despliegue de proyectos de hidrógeno, es importante conocer los requerimientos de agua, en términos de cantidad y calidad, ya que la disponibilidad de esta puede llegar a ser un limitante para la selección de sitios. Así, en cuanto a los requerimientos de cantidad de agua, se debe tener en cuenta que **para producir 1 kg de H₂, se requieren aproximadamente entre 18 y 24 L de agua** (Blanco, 2021). Esto contempla de 9-11 L para la electrólisis en sí y también considera las pérdidas ocasionadas debido al proceso previo de desmineralización (remoción de sales inorgánicas) del agua. Es decir, el tratamiento requerido antes de ingresar al electrolizador. Por su parte, en cuanto a requerimientos de calidad de agua, esta debe ser de tipo 2 o superior, de acuerdo con el estándar 1193 de la Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (ASTM, *American Society for Testing and Materials*). Las especificaciones para este tipo de agua son las siguientes (INIMET, 2010):

Tabla 4. Especificaciones del agua tipo II, de acuerdo con el estándar ASTM 1193.

Aspecto	Líquido incoloro y limpio
Densidad a 25°C	1.000 + 0.001 g/mL
Olor	Inodoro
pH a 25°C	4,5 – 8
Conductividad eléctrica máxima a 25° C	1.0 µS/cm

Resistividad mínima a 25°C	1.0 MΩ
Carbono Orgánico Total (COT) máximo	50 mg/L
Sodio máximo	5 µg/L
Cloruros máximos	5 mg/L
Sílice total máximo	3 µg/L

Fuente: (INIMET, 2010).

Por lo tanto, el agua a utilizarse debe tratarse de manera previa para cumplir con dichos estándares, lo que implica esfuerzos y costos adicionales, en función de la calidad del agua disponible localmente. Sin embargo, en general esto no implica un incremento significativo en el costo del hidrógeno producido, como se ha demostrado en estudios anteriores (GIZ, 2021). También es importante considerar que los estándares del agua tipo II son más altos que incluso los del agua potable, dado que se requiere un líquido con alto nivel de pureza. No obstante, esto se puede lograr mediante procesos de destilación, que es el método que se emplea más comúnmente, dado que es el más económico, ya que solo requiere consumo de electricidad (Janssen, 2021).

6.2. Lineamientos para la priorización de los usos del agua en México

La Ley de Aguas Nacionales, publicada originalmente en 1992 y reformada de manera más reciente en mayo de 2022, es el instrumento de ordenamiento más importante del recurso hídrico en México. Su objetivo fundamental es regular la explotación, uso, aprovechamiento, distribución y control del agua en todo el país, así como velar por la preservación de su cantidad y calidad, a fin de lograr un desarrollo integral sustentable (Gobierno de México, 2022).

Al respecto de la priorización de los usos del agua en México, la Ley de Aguas Nacionales establece la organización y el funcionamiento de los Consejos de Cuenca: un total de 26 entes a nivel nacional cuya misión es ejecutar programas y acciones con el fin de lograr una mejor administración de las aguas, el desarrollo de la infraestructura hidráulica y los servicios respectivos, y la preservación de los recursos de las cuencas (PAOT, 2002). Estos están conformados por representantes de los gobiernos municipales de los estados y entre sus atribuciones tienen la **misión y facultad de concertar las prioridades de uso del agua con sus miembros y su respectivo Organismo de Cuenca, pero con el lineamiento nacional de dar prioridad al uso doméstico y público urbano en todos los casos** (Gobierno de México, 2022).

6.3. Indicadores clave para la evaluación de disponibilidad de agua

Con el ánimo de realizar una evaluación integral de la disponibilidad de agua en Nuevo León, se hizo una revisión de recursos como el Reporte de Estadísticas del Agua en México (CONAGUA, 2022), la información y los mapas disponibles en el Sistema Nacional de Información del Agua (SINA) y el Informe de la Situación del Medioambiente en México (SEMARNAT, 2018). A partir de ello, se seleccionaron dos indicadores clave, el **agua renovable** y el **grado de presión**, los cuales se definen a continuación, y para los que se cuenta con información a nivel de entidad federativa, proveniente del Reporte de Estadísticas del Agua en México (CONAGUA, 2022).

El **agua renovable** se define como la cantidad máxima de agua que es factible explotar anualmente en una región sin alterar el ecosistema hídrico, ya que se renueva por medio de la lluvia. Por lo tanto, depende de las características hidrológicas del área analizada (CONAGUA, 2017). Esta se mide en unidades de volumen de agua y también suele calcularse como estadística *per cápita*, con el fin de dar una idea de la disponibilidad de agua por habitante en un momento en específico.

Por su parte, el **grado de presión** se calcula como el porcentaje que representa el volumen de extracción de agua media anual total para usos consuntivos del total de recursos hídricos renovables. Es decir, corresponde al volumen de agua extraído para usos consuntivos dividido entre el volumen total de agua renovable (CO-

NAGUA, 2017). De acuerdo con la clasificación definida por CONAGUA, el valor del grado de presión indica si el recurso hídrico renovable no presenta estrés o si este es bajo, medio, alto o muy alto de acuerdo con los siguientes lineamientos:

Tabla 5. Clasificación del grado de presión del agua renovable.

Porcentaje	Clasificación del grado de presión
Menor a 10%	Sin estrés
De 10% a 20%	Bajo
De 20% a 40%	Medio
De 40% a 100%	Alto

Fuente: (CONAGUA, 2022).

6.4. Caracterización de la disponibilidad de agua en Nuevo León

La caracterización mostrada a continuación incluye información sobre el agua renovable, el grado de presión y la distribución de los usos del agua en el estado, así como la disponibilidad de agua subterránea (acuíferos) y superficial, la calidad del agua y los regímenes de zonas de pago de derechos.

En el análisis de disponibilidad de agua de acuíferos, se presenta cuáles de ellos tienen problemas de salinización, dado que esto impacta la calidad del agua disponible. Por su parte, en el análisis de aguas superficiales también se muestra cuáles cuencas corresponden a vedas y reservas. Las zonas de veda son aquellas áreas en las que no se autorizan aprovechamientos de agua adicionales a los establecidos legalmente y donde además éstos se controlan mediante reglamentos específicos, a fin de evitar el deterioro del agua (en cantidad o calidad), la afectación a la sustentabilidad hidrológica, o el daño a los cuerpos de agua. Mientras tanto, las zonas de reserva son las áreas en las que se establecen limitaciones en la explotación, uso o aprovechamiento de una parte o la totalidad de las aguas disponibles, con el fin de prestar un servicio público, implantar un programa de restauración, conservación o preservación, o cuando el Estado resuelva explotar dichas aguas en función del bien público (CONAGUA, 2014).

Caracterización de Disponibilidad de Agua - Estado de Nuevo León

Disponibilidad de agua¹⁴, agua renovable y grado de presión

- Volumen disponible de agua de acuíferos – 2020: **99 hm³/año**
- Volumen disponible de agua superficial – 2020: **50 hm³/año**
- Volumen disponible de agua total – 2020: **149 hm³/año**

Fuente: Cálculos propios con base en (SINA, 2021) & (SINA, 2022)

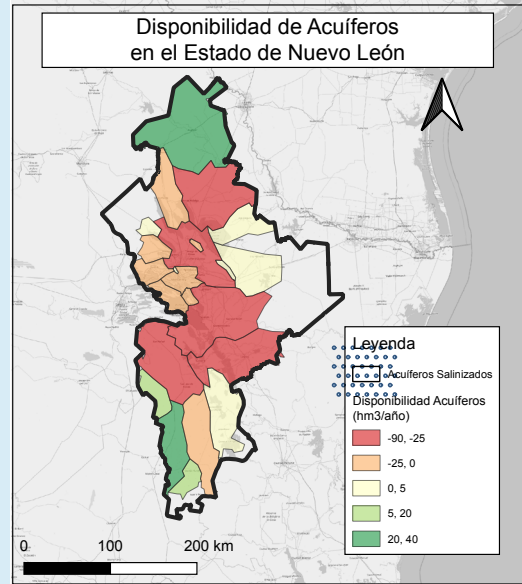
- Agua renovable total – 2018: **4,448 hm³/año**
- Grado de presión – 2018: **47% (alto)**
- Grado de presión – 2030: **49.5% (alto)**

Fuente: (CONAGUA, 2019)

También es clave tener en cuenta que existe una suspensión nacional para el libre alumbramiento (descubrimiento de nuevas fuentes) de agua subterránea.

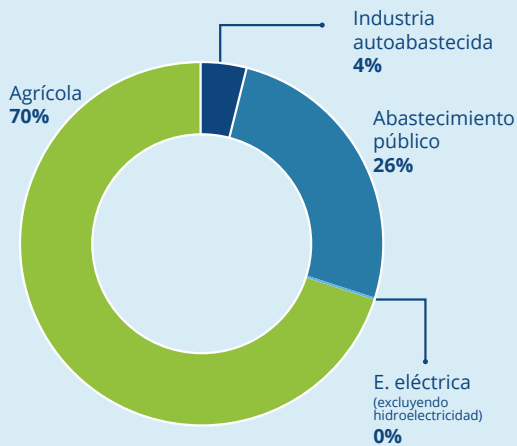
Acuíferos

Total de acuíferos: 23
acuíferos salinizados: 1



Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2021).

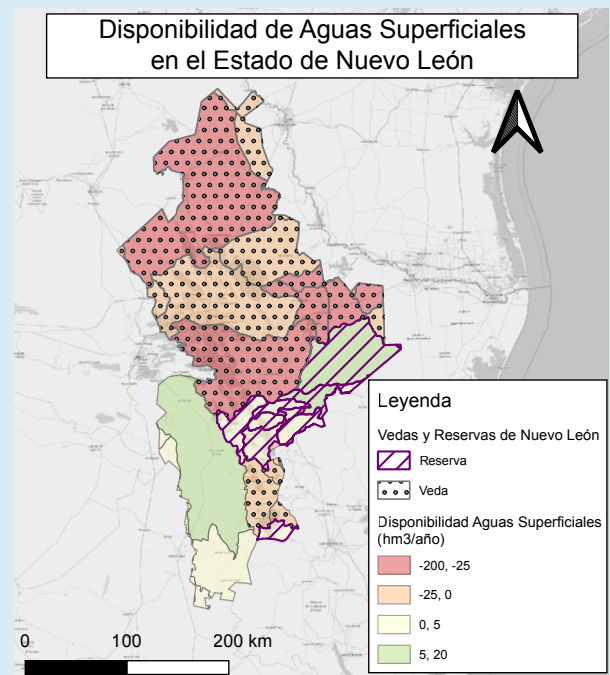
Usos del agua (2018, en hm³/año)



Tipo de uso	Total	Agua superficial	Agua subterránea
Agrícola	1,470	825	645
	533	377	156
	87	0	87
	<0.5	0	<0.5
Total	2,091	1,202	889

Fuente: (CONAGUA, 2019)

Aguas superficiales



Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2022).

¹⁴ Los valores reportados se calcularon al sumar la disponibilidad de agua de los acuíferos y cuencas no sobreexplotados en el estado, es decir, aquellos cuya disponibilidad actual es mayor a 0 hm³/año, de acuerdo con la información disponible.

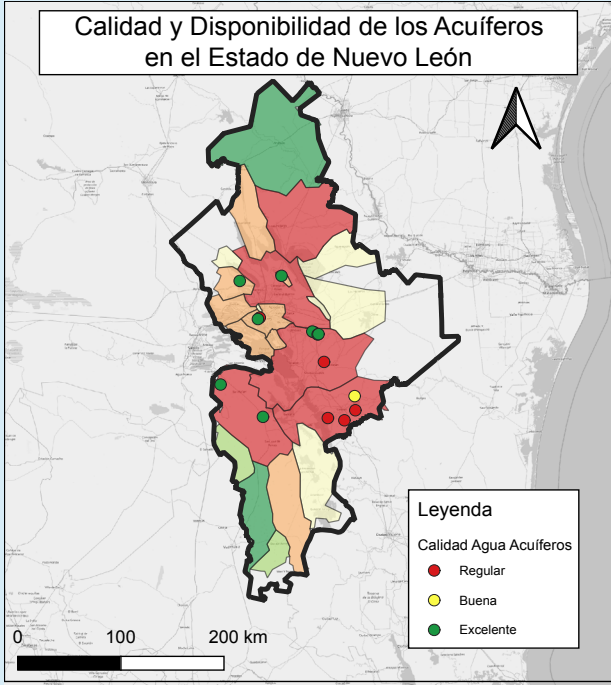
Caracterización de Disponibilidad de Agua - Estado de Nuevo León

Calidad del agua

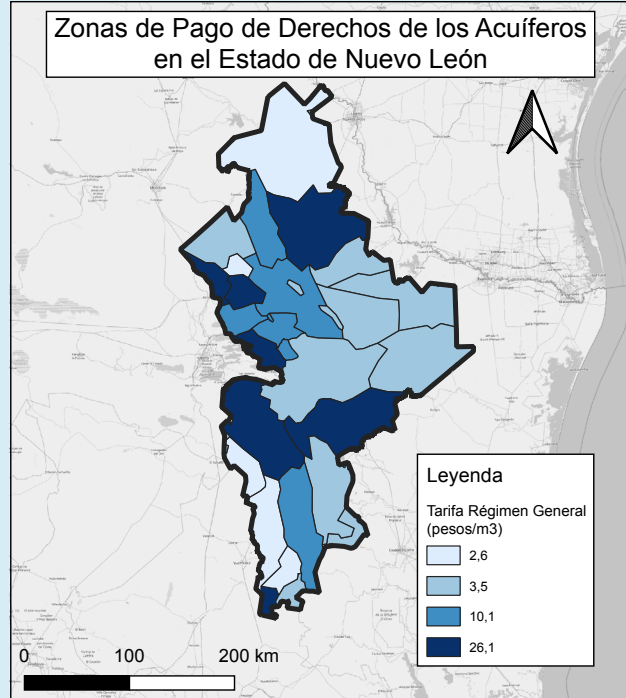
Zonas de pago

Acuíferos

Acuíferos



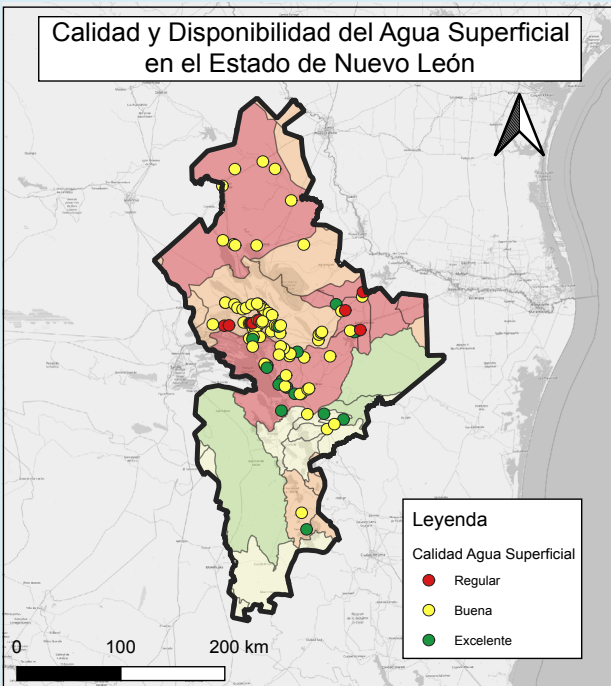
Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2021).



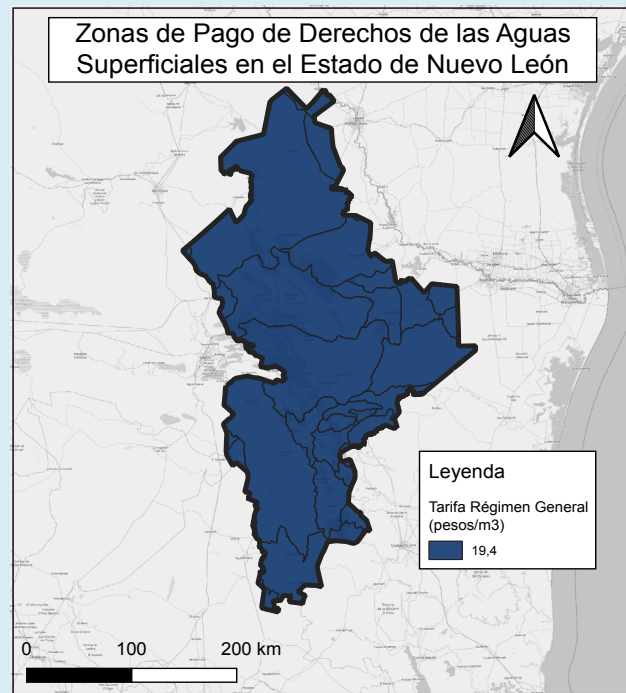
Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2022).

Aguas superficiales

Superficial



Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2021).



Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2022).

6.5. Análisis de las implicaciones de la caracterización del recurso hídrico en Nuevo León para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde

6.5.1. Disponibilidad de agua total y potencial máximo de producción de hidrógeno verde

La disponibilidad de agua total en el estado fue calculada mediante la suma de los volúmenes de agua de los acuíferos y cuencas no sobreexplotados en Nuevo León. Es decir, aquellos que, de acuerdo con la información disponible de CONAGUA, tienen una disponibilidad mayor a 0 hm³/año. Esto con el fin no incrementar el estrés hídrico sobre fuentes de agua que ya están sobreexplotadas y no comprometer la disponibilidad del recurso a futuro. Para el caso de los acuíferos, se consideraron solamente aquellos que pertenecen al estado de Nuevo León, de acuerdo con lo reportado por el SINA (SINA, 2021). Por su parte, para el caso de las cuencas de agua superficial, se consideraron todos los cuerpos de agua que se encuentran al interior del estado en su totalidad y, para aquellos que se comparten con estados aledaños, se consideró una disponibilidad de agua proporcional al área perteneciente a Nuevo León. De esta manera, con base en información reportada para 2020, se encontró que existe una disponibilidad de 99 hm³/año de agua de acuíferos y de 50 hm³/año de aguas superficiales¹⁵ en el estado, para un estimado total de 149 hm³/año.

Como se ha venido discutiendo a lo largo del reporte, las dos mayores limitaciones técnicas para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde son la disponibilidad de agua y de espacio para la instalación de plantas renovables. Por esta razón, se realizó un análisis para determinar la cantidad máxima de MW instalables de electrólisis y kton/año de hidrógeno producibles en Nuevo León teniendo en cuenta estas dos limitantes. Así, por un lado, se calcularon los MW de electrólisis máximos instalables teniendo en cuenta la disponibilidad de área para el desarrollo de proyectos de energía renovable y el respectivo potencial renovable en dichos terrenos. Complementariamente, se hizo el mismo ejercicio, pero partiendo de la disponibilidad de agua (es decir, cuánto hidrógeno sería posible producir teniendo en cuenta el recurso hídrico y el potencial renovable factible de las diferentes zonas). Luego, se compararon los dos valores obtenidos y se tomó el más bajo entre los dos, de manera que la cantidad de hidrógeno a producir cumpliera ambas restricciones.

Para determinar el potencial de instalación de electrólisis considerando las limitaciones de área, se partió de los parámetros de requerimiento de área para electrólisis a partir de fuentes solares (22.34 MW_{EZ}/km²) y eólicas (2.22 MW_{EZ}/km²) presentados previamente en el apartado 4.2. y se multiplicó por el área disponible con potencial para proyectos renovables. Por su parte, para determinar el potencial de instalación de electrólisis con base en las limitaciones de agua, se partió de los requerimientos de agua para la producción de hidrógeno (21 m³/ton de H₂¹⁶) y la distribución de los potenciales factores de carga de electrólisis por zona, derivados de los factores de planta máximos en las áreas con factibilidad para la instalación de proyectos de energía renovable (análisis explicado con mayor detalle en el capítulo 4). El cálculo se realizó a partir de la ecuación obtenida mediante el despeje algebraico mostrado a continuación:

$$\text{Cap. real prod. H}_2 \text{ ton} = \frac{\text{disp agua}}{\frac{21 \text{ m}^3}{\text{ton H}_2}} = \text{ef EZ} * \text{FC EZ} * \text{Pot. instalada EZ}$$

Donde corresponde a la capacidad real de producción de H₂ (en ton), es la disponibilidad neta de agua del estado (anual), es la eficiencia de los electrolizadores¹⁷, es el factor de carga de los electrolizadores (proveniente del análisis de potencial renovable explicado en el capítulo 4) y es la potencia instalada de electrólisis.

De esta manera, despejando para la potencia instalada de electrólisis, se obtiene la expresión para encontrar el potencial instalable máximo en Nuevo León teniendo en cuenta la disponibilidad de agua:

$$\text{Pot. instalada EZ} = \frac{21 \text{ m}^3 \text{ disp agua}}{\text{ton H}_2 * \text{ef EZ} * \text{FC EZ}}$$

La Figura 29 muestra el resultado final obtenido de MW instalables máximos en cada área, tanto para energía solar, como para energía eólica, luego de tomar el valor menor entre los obtenidos con ambas restricciones. Como conclusión central de este ejercicio, se encontró que sería posible instalar un máximo de 78,758 MW (78 GW) de electrólisis en el estado de Nuevo León si se utilizara todo el potencial solar del estado y 19,012 MW (19 GW) si se utilizara todo el potencial eólico¹⁸. Estas dos cifras ya incorporando como limitante la disponibilidad de agua en el estado a 2020.

¹⁵ Esto con la salvedad de que algunas de las zonas con disponibilidad de agua actualmente (un aproximado de 22 hm³/año) corresponden a zonas de veda y reserva, por lo cual sería necesario validar si es posible hacer uso de ese recurso hídrico o no.

¹⁶ Se considera dicho valor al ser un intermedio del rango reportado por (Blanco, 2021), convertido a m³ agua/ton H₂

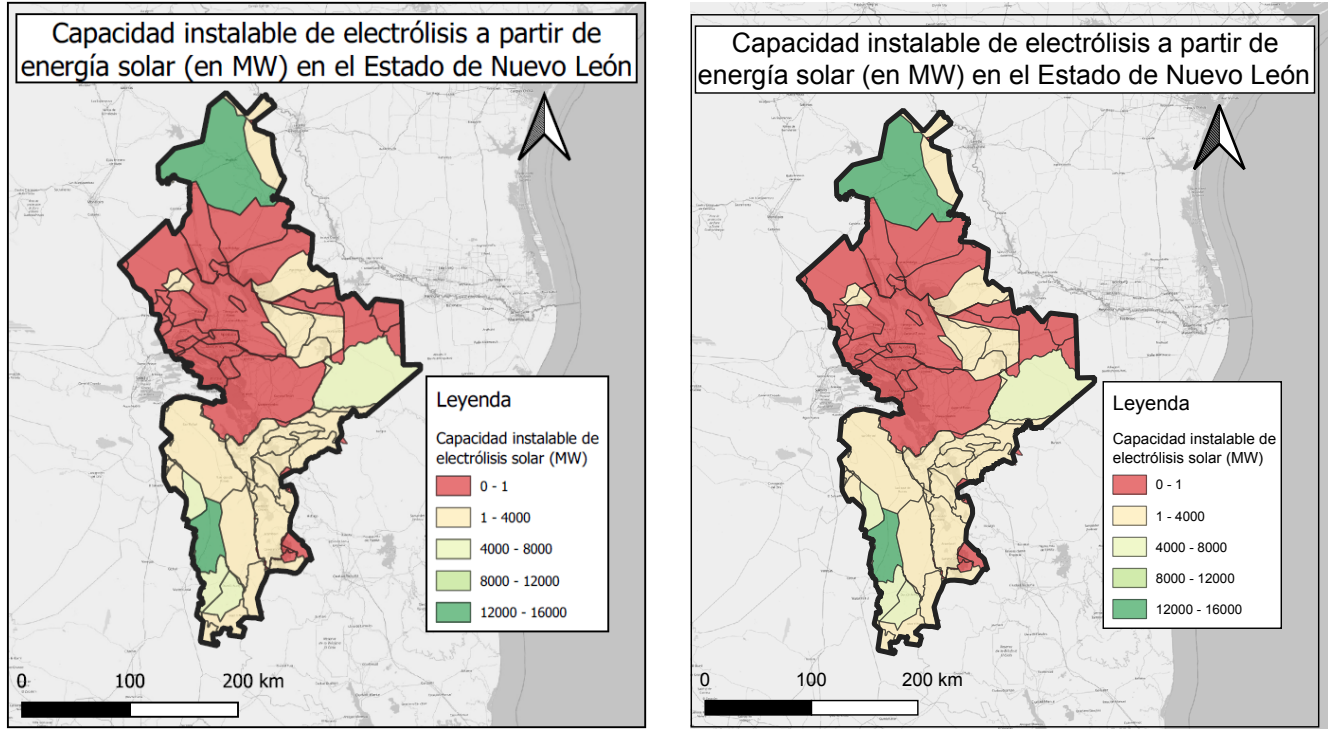
¹⁷ Se considera una eficiencia de 53 MWh de EZ / ton H₂, que es un valor típico de los electrolizadores a la fecha de elaboración del informe.

¹⁸ Se debe tener en cuenta que esto corresponde al requerimiento total de electrólisis, pero que los factores de carga con los que operan los electrolizadores varían en función del factor de planta renovable disponible en cada zona.

Se debe tener en cuenta que las divisiones territoriales que se observan en estos mapas y los presentados en la Figura 30 son las mismas que se obtuvieron al analizar

la disponibilidad neta de agua en el estado y que resultan del cruce entre las fuentes de agua subterránea y agua superficial en el estado de Nuevo León.

Figura 29. Capacidad instalable máxima de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Nuevo León, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020 y el potencial renovable factible del estado a 2022.



Fuente: elaboración propia.

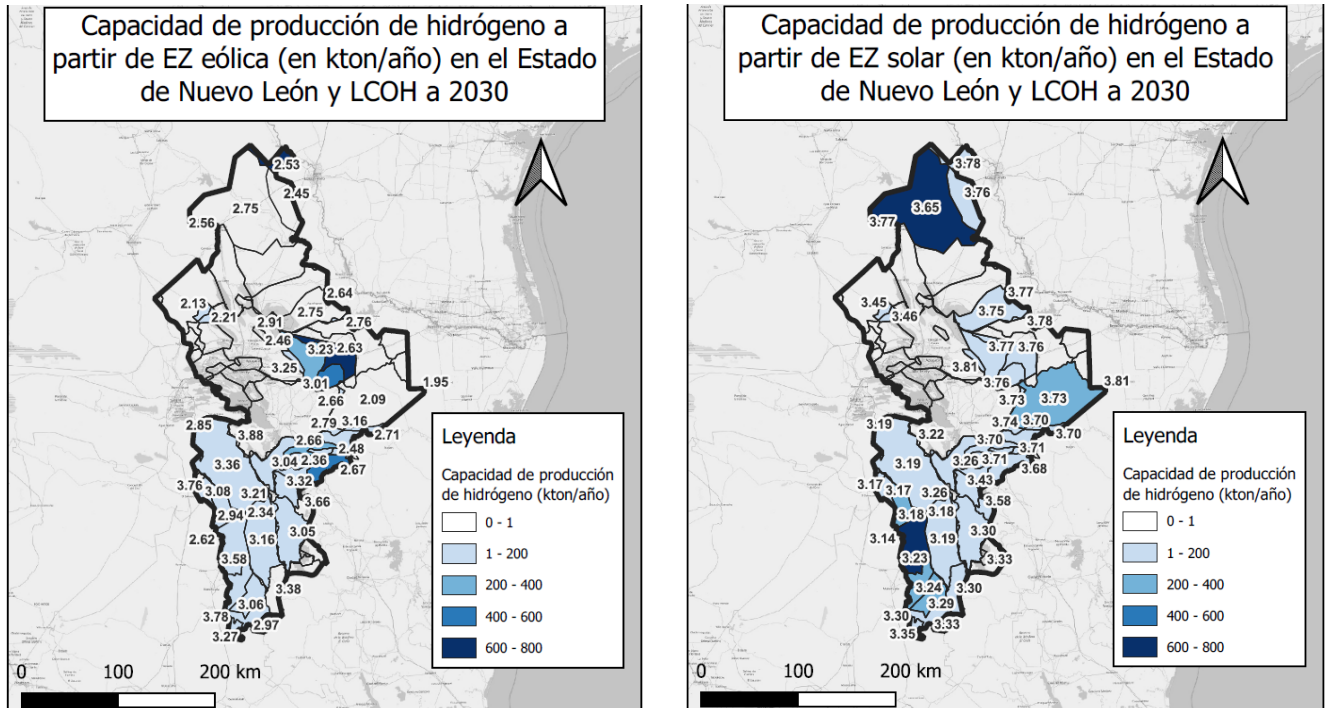
Similarmente, fue posible calcular la cantidad máxima de hidrógeno que sería posible producir en el estado, de acuerdo con las restricciones de área y agua disponible. La Figura 30 muestra los resultados obtenidos, incorporando también el valor del LCOH a 2030 correspondiente en cada zona (que se obtuvo previamente como resultado del análisis del potencial tecno-económico). A partir de este análisis, fue posible encontrar que:

- El potencial máximo de producción de hidrógeno en el estado de Nuevo León a partir de fuentes solares, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020, es de 3,968 kton H₂/año.
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre 3.14 y 3.81 USD/kg H₂ para 2030.

- El potencial máximo de producción de hidrógeno en el estado de Nuevo León a partir de fuentes eólicas, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020, es de 1,997 kton H₂/año.
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre 1.95 y 3.78 USD/kg H₂ para 2030.

Se debe tener en cuenta que **estas cantidades no son acumulativas**, dado que en cada cálculo se considera la disponibilidad total de agua y áreas con potencial renovable factible en el estado. Será responsabilidad de los desarrolladores de proyectos determinar si lo más provechoso es la utilización de uno u otro recurso renovable (o ambos, de ser el caso).

Figura 30. Capacidad de producción de hidrógeno en Nuevo León a partir de fuentes eólicas y solares, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado, y valores de LCOH promedio correspondientes a cada zona (en USD/kg de H₂)



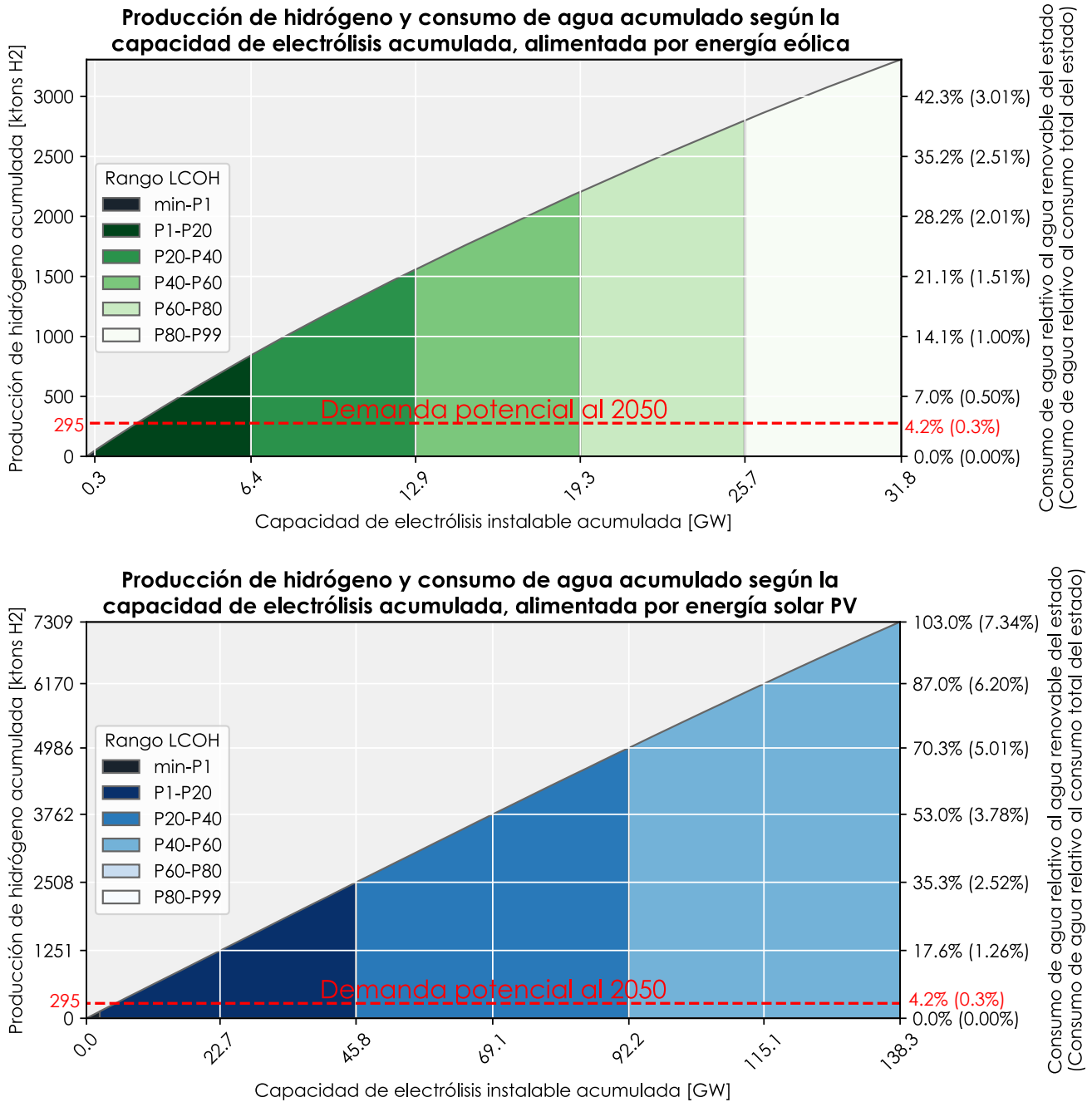
Fuente: elaboración propia.

6.5.2. Curvas de mérito de producción de hidrógeno, incorporado el consumo de agua

Es importante notar que los potenciales mostrados en la Figura 29 y la Figura 30 corresponden al potencial máximo de producción a partir de la disponibilidad de agua y áreas factibles para el desarrollo de proyectos de generación renovable en el estado, pero no priorizan los mejores LCOH que se pueden obtener en diferentes zonas. Por otra parte, no se recomienda destinar la ma-

yoría del recurso hídrico de alguna región a la producción de hidrógeno mientras haya otros usos que priorizar, como el suministro de agua potable o de riego. En respuesta a estas dos consideraciones, se elaboraron las curvas de mérito (Figura 31) presentadas a continuación, que muestran la capacidad instalable de electrólisis, la producción de hidrógeno correspondiente y el consumo de agua acumulados para el rango de valores de LCOH obtenidos en Nuevo León a 2030.

Figura 31. Curva de mérito de capacidad de electrólisis instalable y consumo de agua correspondiente con base en los LCOH eólico y solar a 2030. En rojo la demanda estimada del estado bajo un escenario de adopción elevada.



Al analizar las curvas de mérito, queda en evidencia también el potencial de adopción de hidrógeno verde en el estado bajo un escenario optimista, obtenido del capítulo anterior, ya que se puede observar que **para suministrar toda la demanda de hidrógeno verde a Nuevo León se requeriría alrededor del 0.28% del consumo de agua del Estado bajo un escenario de adopción elevada para 2030.**

Así mismo, se evidencia que podrían instalarse cerca de 6.4 GW de electrólisis alimentada a partir de energía

eólica y 45.8 GW de electrólisis alimentada con energía solar con el 20% de los mejores LCOH (percentil 20) obtenibles en el estado para cada fuente de energía. Esto implicaría un consumo de agua total de 66.9 hm³/año, equivalentes a aproximadamente el 0.33% del consumo actual de agua en Nuevo León a 2019. Dicha potencia total instalable (52.2 GW) equivale a más de **2 veces los objetivos nacionales a 2050 de Chile**, el país más ambicioso en temas de hidrógeno verde en América Latina, a nivel nacional, que son de 25 GW de electrólisis instaladas (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

6.5.3. Consumo de agua esperable para el desarrollo de proyectos de hidrógeno en Nuevo León

Es importante tener en cuenta que los resultados presentados en los apartados anteriores (5.5.1 y 5.5.2) ilustran el potencial máximo de producción de hidrógeno en Nuevo León con base en el recurso hídrico y el potencial renovable disponible. Sin embargo, un despliegue realista de proyectos de hidrógeno en el estado no implicaría una demanda de agua tan elevada. En particular, si se consideran las estimaciones de alto nivel del crecimiento de la demanda de hidrógeno verde en Nuevo León (presentadas en el apartado 4.3. del presente documento), se tiene que **para abastecer toda la demanda actual de 4.8 kton de H₂, se requerirían alrededor de 1.01 hm³ de agua por año**. Esto representa apenas el 0.05% del consumo total de agua del estado a 2019 y el 1.14% del consumo industrial para el mismo año, así como el 0.68% de la disponibilidad del agua en Nuevo León a 2020.

Para 2050, considerando una demanda de 295 kton H₂/año, el requerimiento de agua sería de 6.85 hm³ anuales, lo que representa el 0.34% del consumo total y 7.8% del consumo industrial de Nuevo León a 2019.

6.5.4. Calidad del agua

La caracterización de la calidad del agua presentada en los mapas para agua superficial y agua está basada en el semáforo de la información de los indicadores de calidad del agua disponible en el SINA. Este considera la evaluación de 8 parámetros: Demanda Bioquímica de Oxígeno a cinco días (DBO₅), Demanda Química de Oxígeno (DQO), Sólidos Suspendidos Totales (SST), Coliformes Fecales (CF), *Escherichia coli* (E_Coli), Enterococos (ENTEROC), Porcentaje de Saturación de Oxígeno (OD%) y Toxicidad (TOX). Así, al integrar los resultados obtenidos para todos los indicadores, la calidad del agua se clasifica en una escala de verde (que en el presente análisis se denomina “excelente”), amarillo (“buena”) y rojo (“media”).

Teniendo en cuenta esto, se puede notar que la calidad del agua subterránea en Nuevo León en su mayoría es excelente (8 de 15 puntos mapeados). Los acuíferos en los que la calidad es buena o media presentan incumplimientos en uno o varios de los estándares mexicanos. Más concretamente, Alcalinidad, Dureza, Nitratos, Conductividad o Coliformes Fecales.

Por su parte, se evidencia que la calidad del agua superficial en general es menor: solo 14 de 100 puntos mapeados tienen calidad de agua excelente, 76 tienen calidad

buena y 10 tienen calidad media. En este caso, las fuentes de agua presentan incumplimientos en Sólidos Suspendidos Totales, Coliformes Fecales, *E. Coli*, Porcentaje de Saturación de Oxígeno, Demanda Química de Oxígeno o Demanda Biológica de Oxígeno.

A pesar de esto, los procesos de tratamiento (probablemente destilación) a los que se sometería el agua a utilizarse en los proyectos de hidrógeno permitirían tratar todos los contaminantes presentes en las fuentes de Nuevo León, para así obtener la calidad de agua necesaria para la electrólisis. Además, proyecciones realizadas por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) revelan que el costo del tratamiento y el transporte de agua son poco significativos dentro del proceso de producción de hidrógeno. De hecho, en el caso más conservador posible, en que se necesita utilizar sistemas de desalinización de agua, los valores no superan el 2% del costo total de la producción del hidrógeno (Blanco, 2021). El consumo de energía para estos procesos tampoco supera el 1% del consumo total.

6.5.5. Zona de Pago de Derechos

Por su parte, el análisis de Zonas de Pago de Derechos reveló que, en el caso de los acuíferos, la tarifa del régimen general tiende a tener correlación con la disponibilidad de agua: en los sitios con mayor disponibilidad de agua, la tarifa tiende a ser menor y viceversa. Esto es positivo de cara a la realización de proyectos de hidrógeno, dado que la recomendación de este estudio es utilizar las fuentes de agua que actualmente no tienen problemas de sobreexplotación, por lo que se puede esperar que las tarifas de agua sean menores.

En contraste, para el caso del agua superficial, se tiene una misma tarifa en todas las cuencas que hacen parte del estado. Por tal razón, en términos de costo, no existe mayor diferencia entre tomar agua de una u otra cuenca. Sin embargo, también se hace la recomendación de optar por aquellas cuencas que tengan mayor disponibilidad de agua, a fin de no ponerlas en situación de estrés hídrico.

Finalmente, al comparar las tarifas para agua subterránea y agua superficial, se hace evidente que estas primeras tienden a ser menos costosas, a excepción de algunas zonas que tienen las tarifas más altas en todo el estado (de 26.1 pesos/m³). Por esta razón, **se recomienda priorizar el uso de agua de acuíferos**. Esto sumado con el hecho de que, como se comentó en el apartado anterior, su calidad también tiende a ser más alta. Sin embargo, como también se discutió previamente, el costo del suministro y transporte de agua tiende a ser poco significativo en comparación con los demás costos necesarios para la producción de hidrógeno, principal-

mente la energía eléctrica, razón por la cual **el criterio de mayor peso para la selección de sitios óptimos para proyectos de hidrógeno debería ser el potencial renovable factible de la zona, siempre y cuando también se**

pueda asegurar el suministro de agua, sin tener que emplear el recurso hídrico de fuentes sobreexplotadas o comprometer la disponibilidad para otros usos, como el agrícola y, primordialmente, el consumo humano.

7. Análisis de consideraciones legales y regulatorias para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde

7.1. Marco Regulatorio

7.1.1. Sector Energético

Para desarrollar proyectos de hidrógeno verde, se requiere contemplar el marco regulatorio mexicano que actualmente cubre a los proyectos de energías renovables variables (eólica, solar), de infraestructura y de actividades industriales como la producción, transporte y consumo de hidrógeno y otros gases industriales.

Para el sector energético, el marco regulatorio es dominado por la Reforma Constitucional en Materia Energética, (conocida como Reforma Energética) que se publicó en diciembre de 2013, así como sus leyes secundarias. Específicamente, el mandato de la Reforma Energética en el artículo 17 transitorio, establece obligaciones de energías limpias para los participantes del sector eléctrico, así como la necesidad de fijar metas y atender la reducción de emisiones contaminantes del sector. Derivado de este mandato, se adoptaron la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de Transición Energética (LTE), con el objeto de mitigar de los impactos negativos del sector.

La LIE mandata las responsabilidades de planeación del sector a la Secretaría de Energía (SENER), el papel de controlar el funcionamiento y la penetración de las energías en el sistema eléctrico al Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) y el papel del regulador del mercado eléctrico a la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Reconociendo las externalidades sociales y ambientales que pueden derivar del desarrollo del sector eléctrico (y de proyectos renovables), la LIE establece la necesidad de realizar Evaluaciones de Impacto Social (Evis) y procesos de Consulta Indígena libre, previa e informada cuando se trate de comunidades indígenas que puedan verse afectadas por el desarrollo del proyecto.

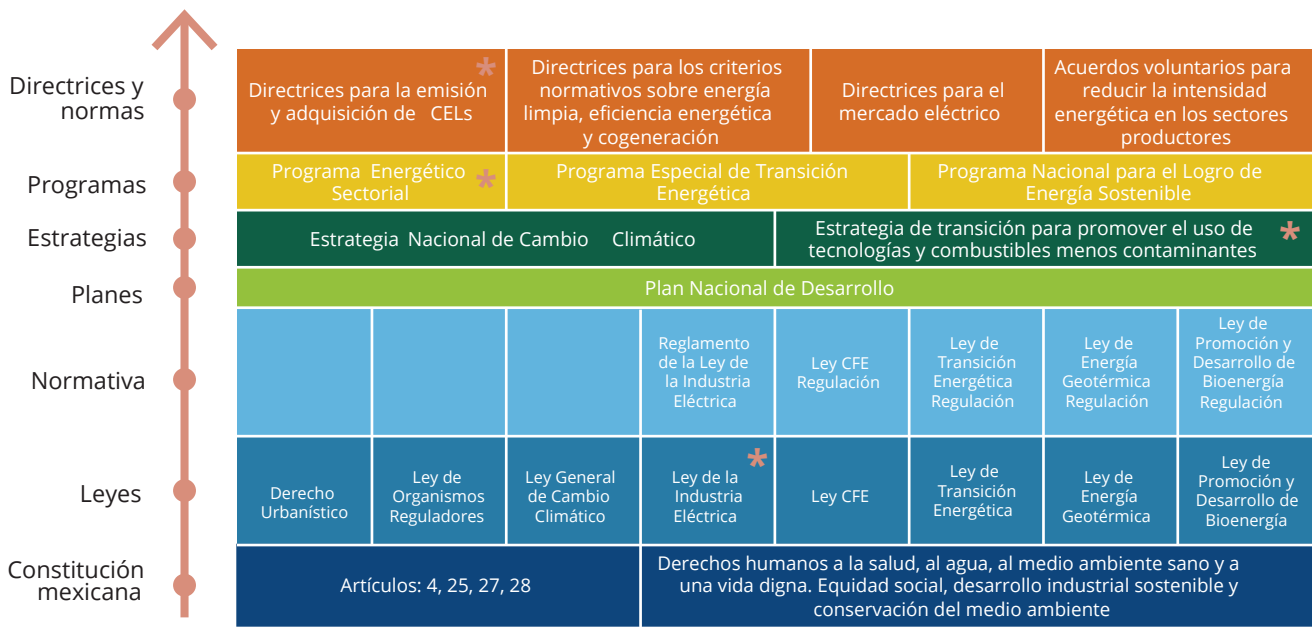
La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) mandata la realización de Evaluaciones de Impacto Ambiental para todo proyecto de infraestructura. Estos instrumentos demuestran que los actores locales afectados por los proyectos de energías renovables tienen derecho a ser consultados, compensados y respetados.

Sin embargo, estos instrumentos de consulta y participación no siempre han sido suficientes para garantizar una participación y representación social efectiva (CER 2019). Las consecuencias de una participación y representación insuficiente pueden ser significativas y en varios casos puede desatar en conflictos sociales importante, lo cual puede afectar el desarrollo de los proyectos.

7.1.2. Menciones del hidrógeno en la legislación

En México aún no existe regulación específica para el hidrógeno como un energético. Sin embargo, éste es mencionado en la Ley de la Industria Eléctrica como una energía limpia; en la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios como una de las tecnologías eficientes para el uso de la bioenergía como resultado de la gasificación de biomasa; en el Programa Sectorial de Energía actualizado en 2020 bajo la mención de explorar el uso de otras fuentes de energía, como el hidrógeno; y, finalmente, en las Directrices para la emisión y adquisición de Certificados de Energías Limpias (CELs), haciendo elegible a la “energía producida por el uso de hidrógeno a través de su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima establecida por el CRE y los criterios de emisión establecidos por la SEMARNAT en su ciclo de vida.” En la siguiente figura se mapean las menciones del hidrógeno como un energético limpio en la legislación mexicana.

Figura 32. Marco regulatorio para las tecnologías de hidrógeno como un energético en México.



* Mención del hidrógeno para propósitos energéticos

Fuente: (GIZ, 2021).

7.1.3. Consideraciones regulatorias y normativas para proyectos de hidrógeno

El hidrógeno ya cuenta con décadas de uso en el país como un gas industrial, para usos tales como la refinación de crudo, la producción de amoníaco, acero, semiconductores, vidrio plano, resinas sintéticas, margarinas, entre otros usos. Así mismo, existen empresas especializadas en su manejo y suministro tales como Grupo Infra, Linde o Air Liquide.

Además de las menciones específicas al hidrógeno en las leyes y regulaciones en materia energética, el sistema regulador mexicano ofrece oportunidades para la producción y utilización de hidrógeno en el país, que actualmente es explotado por productores privados. A continuación, se describen las normas y leyes relevantes para las etapas clave de la cadena de valor del hidrógeno.

Producción

Si se utiliza gas natural para producir hidrógeno (en plantas de reformado de metano por vapor, SMR), será necesario obtener permisos para su procesamiento, transporte, almacenamiento o manejo (según aplique) por parte de la Comisión Reguladora de Energía, de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley de Hidrocarburos.

Si se produce hidrógeno mediante electrólisis, los permisos requeridos son similares a los de una planta química, por ejemplo: Manifestación de Impacto Ambiental (MIA, SEMARNAT), permisos de operación y registro de actividades (Secretaría de Economía) y cumplimiento de las normas mexicanas para la actividad, como la NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas, la NOM-002-STPS-2010 Prevención y Protección contra incendios, la NOM-005-STPS-1998 Manejo, Transporte y Almacenamiento de sustancias peligrosas, y la NOM-020-STPS-2011 Recipientes a presión y calderas.

Si el proyecto incluye la instalación de una central eléctrica para alimentar los electrolizadores con una capacidad instalada mayor a 500 kW, se requiere un permiso de generación de la CRE, independientemente de si está conectado o no a la red.

Acondicionamiento y manejo

Las empresas de gases industriales actualmente acondicionan y manejan el hidrógeno de acuerdo con la normativa de seguridad laboral de México (Secretaría del Trabajo y Previsión Social) y algunas normas técnicas estadounidenses como la Norma ASME B31.12¹⁹ para el diseño, materiales, fabricación, pruebas e inspección de tuberías a presión y ductos de hidrógeno o la NFPA Código 2²⁰ sobre

¹⁹ ASME, The American Society of Mechanical Engineers: <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-12-hydrogen-piping-pipelines>

²⁰ NFPA, National Fire Protection Association: <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=2>

aspectos de seguridad de las tecnologías de hidrógeno. No se necesitan permisos especiales de las agencias reguladoras de energía en México para estas actividades.

Transporte

El transporte terrestre de hidrógeno está regulado por el “Reglamento para el transporte terrestre de materiales peligrosos y residuos peligrosos” de la SCT²¹, que no menciona directamente al hidrógeno, pero que su descripción se incluye en la “Clase 2, que abarca gases comprimidos, refrigerados, licuados o disueltos a presión”, división 2.1” Gases inflamables: Sustancias que a 20 ° C y una presión normal de 101.3 kPa se queman cuando se encuentran en una mezcla del 13% o menos en volumen de aire”.

El transporte de hidrógeno por ductos todavía no se lleva a cabo en México, pero podría requerir permisos de la Comisión Reguladora de Energía y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (análisis de impacto ambiental y permisos de paso).

Uso en generación de energía

El uso de hidrógeno para la generación eléctrica está considerado por la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, ya sea mediante la combustión en turbinas o a partir de un proceso electroquímico en celdas de combustible, siempre y cuando cumpla con los requisitos técnicos de la CRE. La eficiencia mínima no debe ser inferior al 70% del poder calorífico de los combustibles utilizados en la producción de hidrógeno, según la Guía para la Evaluación de Nuevas Tecnologías que Pueden Ser Consideradas como Generadoras de Energía Limpia publicada por la SENER²².

Para conectar un generador de energía a una red eléctrica, el sistema debe cumplir con los lineamientos del “Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga”²³. Si el CENACE, que es la autoridad reguladora, considera que el equipo no ha sido suficientemente probado en campo en su país de origen o en México, podría exigir pruebas de desempeño realizadas por laboratorios autorizados, como el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) de la CFE.

Si se el uso del hidrógeno se da en una nueva central eléctrica, también es necesaria una Evaluación de Impacto Social presentada a la SENER y los requisitos aplicables a otras centrales de generación eléctrica.

Uso como insumo químico

El hidrógeno se utiliza comúnmente como materia prima en procesos de producción de margarina, vidrio, acero y resinas sintéticas en México, entre otras aplicaciones. Se deben seguir las regulaciones para la producción, almacenamiento, manipulación y transporte del hidrógeno, que son reglamentos técnicos. No existen regulaciones específicas para el mercado del hidrógeno en México y se considera una sustancia química dentro de un mercado de libre competencia.

Uso en aplicaciones de transporte

Los vehículos impulsados por hidrógeno son, en su mayoría, vehículos eléctricos (EV). En particular, son vehículos eléctricos a celdas de combustible (FCEV). Los FCEV funcionan con almacenando la energía en forma de hidrógeno comprimido en tanques en lugar de baterías, y emplean celdas de combustible para generar electricidad a partir del mismo e impulsar un tren motriz eléctrico. La base legal para su uso se encuentra en la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, de acuerdo con la Ley de Transición Energética. La estrategia identifica la importancia de promover el uso de vehículos híbridos y eléctricos con tecnologías eficientes, incluyendo los FCEV. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, no existe regulación para el uso del hidrógeno como un combustible en México y aquellos aspectos relacionados a su suministro en estaciones de repostaje.

7.2. Aspectos sociales

7.2.1. Conflictos sociales con proyectos de renovables de gran escala

Según el proyecto de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO) “Conversando con Goliath” (2019), de 44 parques eólicos en el país 21 tenían hechos conflictivos reportados por la prensa. De los proyectos de energía renovable licitados entre 2015 y 2017, gran parte se encontraba detenida o atrasado por cuestiones de índole social, según Fernando Zendejas, subsecretario de Electricidad de la Secretaría de Energía en 2018 (El Financiero 2018).

Es importante recalcar que los conflictos sociales no son exclusivos de los proyectos de energías renovables, aunque del total de proyectos de infraestructura en el país que se encuentran en riesgo por conflictos sociales (110 proyectos en 2017), aproximadamente el 50 por ciento son del

²¹ SCT, Secretaría de Comunicaciones y Transportes: <https://www.sct.gob.mx/transporte-y-medicina-preventiva/autotransporte-federal/marco-normativo/noms-de-materiales-y-residuos-peligrosos/>

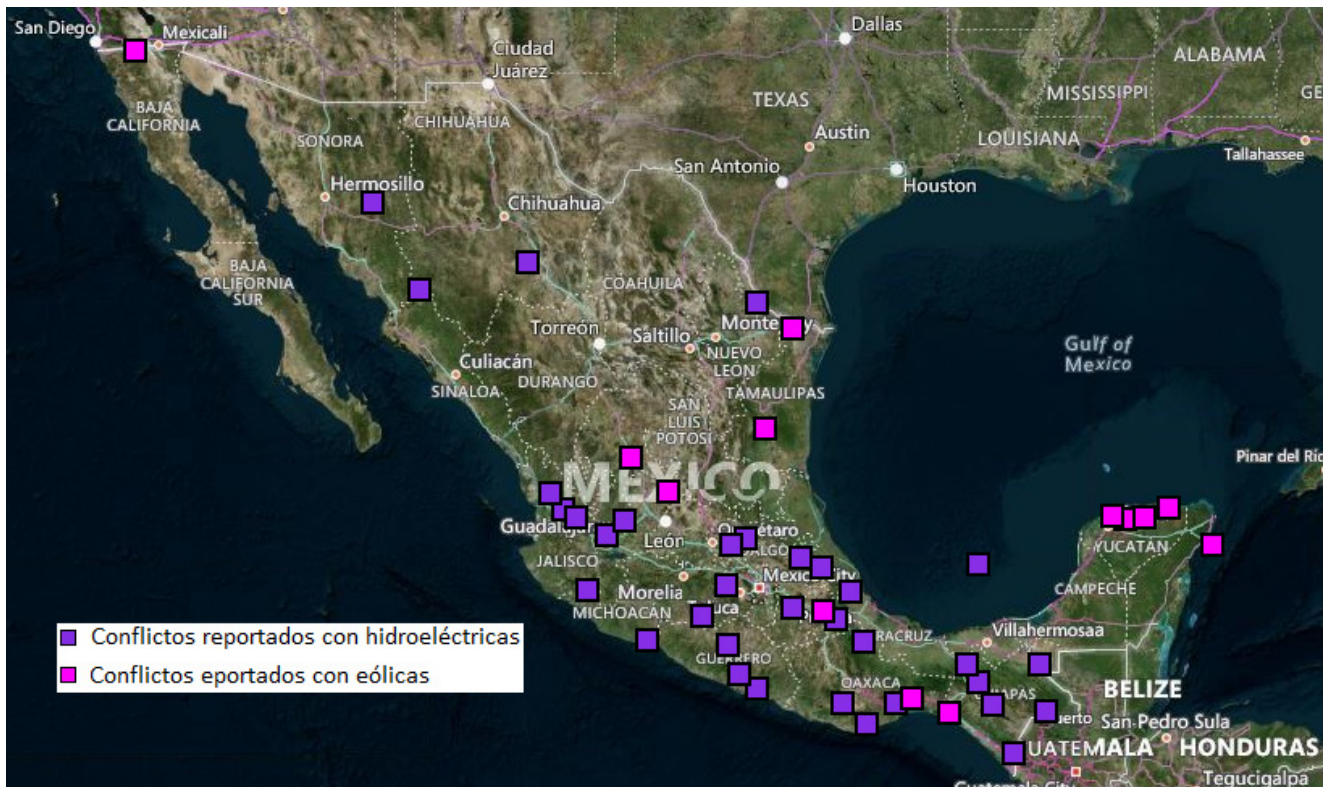
²² Secretaría de Energía: <https://www.gob.mx/sener/documentos/procedimiento-para-evaluacion-de-tecnologias-limpias>

²³ Centro Nacional de Control de Energía: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ConexionInterconexion.aspx>

sector energético y casi el 30 por ciento son proyectos que resultaron de la reforma energética (Carriles, 2017). Un estudio del Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad de la UNAM que se enfoca en proyectos con afectaciones medioambientales revela que, entre 2012 y 2017, hubo un total de 530 conflictos socioambientales en México, 74 de los cuales fueron en proyectos energéticos (UCCS, 2018). Esta realidad de conflictividad socioambiental en el desarrollo de megaproyectos de energía y la necesidad de continuar expandiendo la generación eléctrica por medio de fuentes renovables, nos obligan a estudiar a detalle y atender los factores que generan estos

desacuerdos o el hecho de que estos desacuerdos escalen. Lo que está en juego son los derechos de las comunidades locales, la viabilidad de la transición energética y la oportunidad de que sea un proceso democrático y beneficioso para todos. En este sentido, **el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde deberá considerar, de forma no limitativa, los mismos lineamientos y consideraciones sociales y ambientales aplicables a los proyectos de generación de energía renovable de gran escala, al ser el componente que mayor extensión de terreno ocupa y con mayores potenciales conflictos con comunidades o de índole ambiental.**

Figura 33. Conflictos reportados por el proyecto 'Conversando con Goliat, 2019.



7.2.2. La evaluación de Impacto Social (Evis)

Las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético (DACG-Evis)²⁴ establecen las metodologías y el contenido mínimo de las evaluaciones según el tipo de energía y la escala del proyecto. Establecen definiciones, principios y enfoques, entre los cuales destaca la creación de una versión pública de la Evis, así como la determinación de elaborarlo con perspectiva de género e incorporando un enfoque participativo (siempre que el proyecto tenga una capacidad mayor a 10MW). Para ello, la información de las Evis deberá estar siempre desagregada por género, así como diferenciados los impactos y las medidas para prevenirlos, mitigarlos y ampliarlos.

Entre las prácticas participativas destaca que las opiniones de las personas en el área núcleo deben estar incorporadas en la identificación, caracterización, predicción y valoración de los posibles impactos sociales.

La Evis debe contemplar un Plan de Gestión Social, el cual debe de incluir al menos “el conjunto de medidas de ampliación de impactos positivos y de medidas de prevención y mitigación de impactos negativos derivados del proyecto, así como las acciones y recursos humanos y financieros que implementará el promovente en materia de comunicación, participación, atención de quejas, inversión social y otras acciones que permitan garantizar la sostenibilidad del proyecto y el respeto a los derechos humanos” (Art. 29, DACG-Evis).

²⁴ Diario Oficial de la Federación: Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético (01/06/2018)

8. Análisis de interacción con otros mercados

8.1. Contexto manufacturero y de exportación de Nuevo León

ESTADO DE NUEVO LEÓN
Panorama de la economía de exportación actual
Datos generales (Data Nuevo León, 2022)



1

Exportación manufacturera 2021 Global:
45,473 MM USD corrientes

2

Exportación manufacturera 2021 sólo a EE.UU:
38,582 MM USD corriente

3

Porcentaje de participación de EE. UU en compras a sector manufacturero: 85% del total

4

Participación a nivel nacional en exportaciones manufactureras a 2021: 9.2%

Las exportaciones dentro de la economía de Nuevo León juegan un papel muy importante debido a los parques industriales, la cercanía fronteriza con Estados Unidos, mano de obra calificada y regulaciones que apoyan la manufactura y el comercio de bienes. **Esto podría posicionar al estado como un productor y exportador a Norteamérica de tecnologías asociadas al hidrógeno verde como los electrolizadores, celdas de combustible, vehículos impulsados por hidrógeno (FCEV) y sus componentes.**

Principales sectores económicos de exportación (Data Nuevo León, 2022)

Nuevo León es una de las entidades federativas de México con mayor impacto dentro de la producción de bienes y servicios para la exportación, contando con un criterio manufacturero que fomenta la consecución de nuevos mercados y el fortalecimiento de aquellos en los que tiene presencia.

Los sectores de producción dentro de la industria manufacturera con mayor participación en exportación son tres: **equipos de transporte, equipos de generación eléctrica y productos metálicos.** Estos en conjunto representan más del 60% de todas las exportaciones estatales.

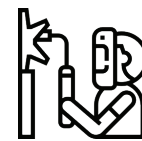
Figura 34. Principales sectores económicos de exportación en Nuevo León.



EQUIPOS
TRANSPORTE
\$13,500 MM USD



EQUIPOS
GENERACIÓN
ELÉCTRICA
\$ 7,850 MM USD



PRODUCTOS
METÁLICOS
\$ 4,900 MM USD

Fuente: elaboración propia, datos de (Data Nuevo León, 2022)

Las industrias con mayor producción actual para exportación en Nuevo León son aquellas en las que se espera una demanda creciente de equipos asociados al hidrógeno verde: transporte y generación eléctrica.

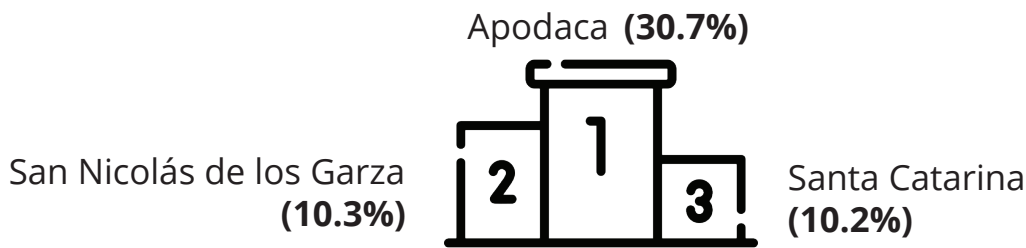
Municipios de producción y destinos internacionales de exportación (Data Nuevo León, 2022)

El estado de Nuevo León cuenta con 51 municipios, con la mayor población ubicada en la zona metropolitana de Monterrey y su cercanía. El crecimiento poblacional en estas zonas lo ubican como centro de desarrollo económico con producción de bienes y servicios para consumo doméstico o exportaciones interestatales o internacionales.

Los municipios en Nuevo León con mayor participación en la producción de bienes se ubican en la región central del estado, estos son: Apodaca con una participación del 30.7% de todas las exportaciones del estado, San Nicolás de los Garza con 10.3%, y Santa Catarina con 10.2%. E

Durante 2021 Estados Unidos de América fue el país al que Nuevo León realizó una mayor cantidad de exportaciones, seguido de Canadá y Brasil.

Figura 35. Top 3 de municipios de producción para exportación



Fuente: elaboración propia, datos de (Data Nuevo León, 2022)

La actual cercanía, relación comercial, y tratado de libre comercio podría contribuir a facilitar la exportación de equipos asociados a hidrógeno verde a Estados Unidos, donde además se esperar un crecimiento acelerado en su demanda impulsado por medidas nacionales para promover el despliegue de hidrógeno bajo en carbono como el Inflation Reduction Act (IRA) publicado en agosto del 2022 y medidas para incentivar la adopción de vehículos de cero emisiones.

Por otra parte, Brasil, el tercer socio comercial de Nuevo León, cuenta con un pipeline de desarrollo de proyectos de H₂ verde en el orden de miles de millones de dólares y miles de MW de electrólisis hacia 2030, para el cual podría ser interesante explorar el suministro de equipos producidos en Nuevo León.

Infraestructura existente de exportación

La exportación de Nuevo León se da a través de puertos marítimos ubicados en otros estados, como Tamaulipas, o mediante transporte terrestre de carga usando terminales intermodales de mercancías principalmente con Estados Unidos.

Figura 36. Infraestructura existente para exportación en el estado de Nuevo León.



Fuente: elaboración propia

Nuevo León ya cuenta con las redes e infraestructura para exportar equipos a mercados en crecimiento de hidrógeno: por tierra a EE. UU. y por mar a Europa, Asia y Sudamérica.

POTENCIALES PUNTOS DE INTERÉS PARA EL HIDRÓGENO VERDE

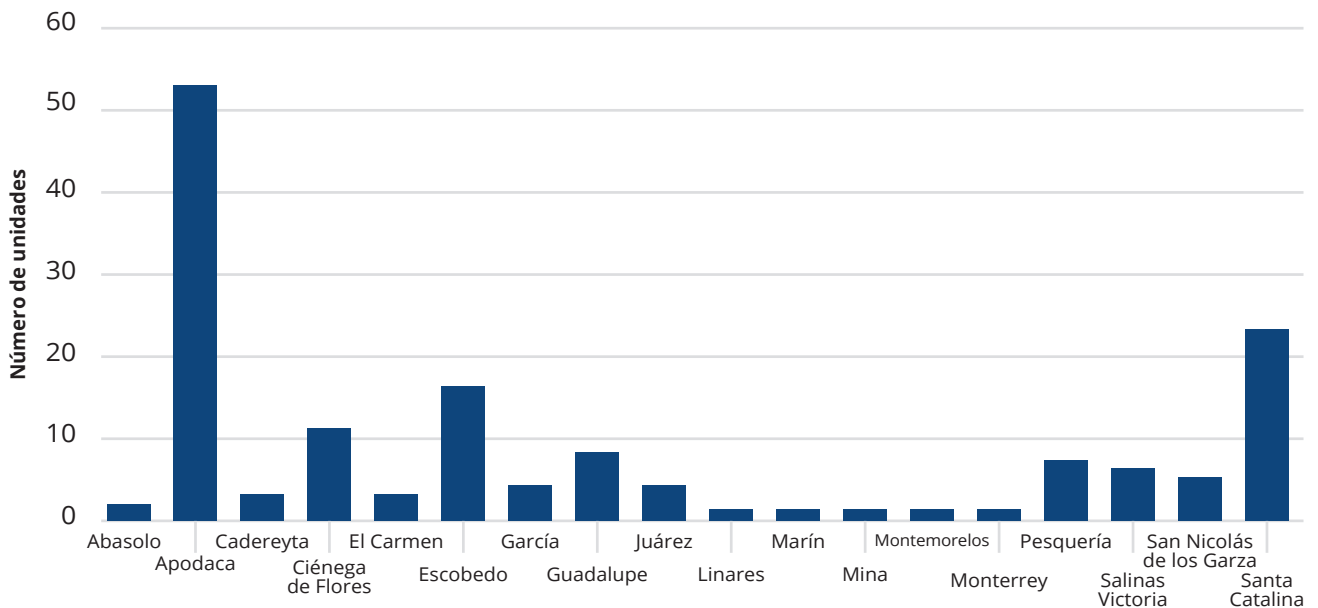
Parques industriales en Nuevo León (somosindustria, 2022)

Nuevo León cuenta con más de 120 parques industriales ubicados principalmente en Apodaca (36% del total), seguido de Santa Catarina (15%), y de Escobedo (11%). Apodaca y Santa Catarina son también los municipios con mayores exportaciones a Estados Unidos, por lo que cuentan con infraestructura y rutas de transporte que podrían explorarse para el uso de hidrógeno con aplicaciones como las flotas de FCEVs para el transporte de personal hacia los parques industriales y de mercancías hacia EE. UU.

Se podría explorar el potencial de estas ubicaciones con altas concentraciones de parques industriales como posibles centros de demanda de hidrógeno verde para establecer hubs de hidrógeno, o como clústeres de producción de equipos y componentes asociados al hidrógeno, con un fuerte enfoque en la exportación.

Se necesita llevar a cabo un análisis más detallado de las industrias presentes en cada municipio y parque industrial para poder conocer su potencial demanda de hidrógeno verde y competitividad como hubs de hidrógeno a futuro.

Figura 37. Distribución de parques industriales en Nuevo León.



Fuente: elaboración propia, datos de (somosindustria, 2022)

ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA – TEXAS

Regulación para comercio internacional de H₂ entre México y EEUU (Sandia National Laboratories, 2021)

Ambiental

Los importadores deberán certificar que los productos químicos importados están regidos bajo los reglamentos y cumplen con la TSCA (Ley de Control de Sustancias Tóxicas (TSCA) en EE. UU.

Con relación al hidrógeno, esta sustancia se registra dentro de la sección 13 de la TSCA usando el ID: 8333). Algunas de las reglas que debe cumplir el H₂ son:

1. Sección 5 – Reglas de notificación previa a producción. En Texas el hidrógeno no es una sustancia nueva, ya se viene usando en las refinerías.
2. Sección 5 – Reglas de nuevo uso significativo: Hidrógeno en Texas se usa en procesos refinería y comercializado por empresas de gases.
3. Sección 5(f) – Protección contra riesgos irrazonables. Se identifica que este punto es poco probable para hidrógeno cuando tiene tonalidad verde
4. Sección 6 – Reglas y órdenes: Se identifica que este punto es poco probable para hidrógeno cuando tiene atributos que lo definen como verde
5. Sección 7 – Acciones judiciales: Se identifica que este punto es poco probable para hidrógeno cuando tiene atributos que lo definen como verde

Impuestos y aranceles

A partir del Tratado de Libre Comercio entre México, Canadá Estados Unidos (USMCA) el hidrógeno no paga aranceles aduaneros en la frontera con EE. UU.



Tasa arancelaria de exportación de México

- Partida/Subpartida: 2804.10.01
- Descripción del artículo: Hidrógeno
- Unidad de Cantidad: Volumen en litros
- IVA de exportación: 0.0 %
- Tasa arancelaria de exportación: Exenta



Tasa arancelaria de importación de EE. UU.

- Partida/Subpartida: 2804.10.00.00
- Descripción del artículo: Hidrógeno
- Unidad de Cantidad: Volumen en m³
- Tipo arancel general: 3.7 %
- Tarifa especial: Gratis
- Países en LATAM accesibles a la tarifa especial: México, Chile, Colombia, Perú, Panamá, República Dominicana, países de la Iniciativa de la Cuenca del Caribe.

Comercial y aduanas



Exportación - México (Diario Oficial de la Federación, 2020)

Se rigen bajo las restricciones de Ley de Aduanas. Entre las normas esta:

1. Reglas Generales de Comercio Exterior 3.7.32
2. Para exportaciones por vía terrestre se debe tramitar un pedimento semanal.
3. Para exportaciones por ductos se deberá tramitar solicitud mensual con base a los medidores de caudal.
4. Anexo19: En el pedimento se debe consolidar: indicador PG, numero ONU, teléfono contacto entre otros.
5. Anexo 23: Hidrógeno se considera mercancía peligrosa (art.45). La Ventanilla Digital puede ser usada por exportadores para toma de muestras.

Transporte de H₂ en EE. UU.

Transporte por tierra

- Debe cumplir con regulación de materiales peligrosos dentro del CFR 49 subcapítulo C.
- Se lista el H₂ en la CFR 49, 172 (material peligroso, 173 (requerimientos para gas comprimido y criogénico), 177 (prácticas de carga y descarga), 178 (detalles almacenamiento), 180 (detalles de otros métodos de empaque y contenedores).
- Se cuenta con un programa de seguridad vial por el Administración Federal de Carreteras (FHWA, por siglas en inglés), CFR 23 Parte 924, se menciona como sustancias peligrosas.
- En CFR 49 parte 356,28 y 397 se reglamentan rutas, seguridad, manejo y estacionamiento para auto transportistas.



Importación – EE. UU.

Para poder ingresar legalmente mercancía importada a EE. UU. se debe de cumplir los siguientes tres criterios.

Llegar a puerto de demanda.

1. CBP (Oficina de Aduanas y Protección Fronteriza) debe autorizar la entrega del producto.
2. Pago de aranceles estimados.
3. Con relación a la USMCA, el hidrógeno se incluyó en el Capítulo 28 del Arancel Armonizado.

Transporte por tubería

- Regulación transporte interestatal: Regido por el Código de Regulaciones Federales 49 (CFR, por siglas en inglés) Parte 192 donde se establecen los estándares mínimos de seguridad.
- La Administración de Seguridad de Tuberías y Materiales Peligrosos (PHMSA, por siglas en inglés) es el agente de inspección y cumplimiento.

Medios de exportación desde Nuevo León a Texas

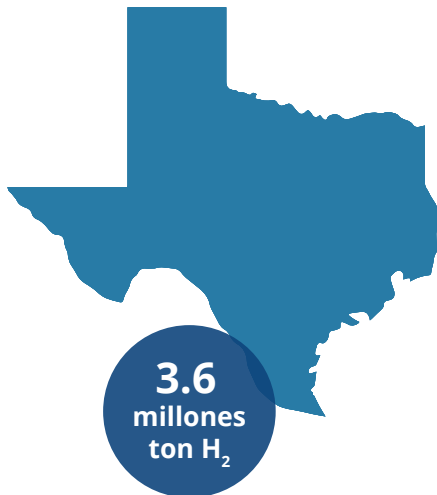
El comercio internacional entre Nuevo León y el estado fronterizo de Texas se da usando principalmente medios de transporte terrestre por la carretera federal Monterrey- Nuevo Laredo – Laredo (ccalogisticsgroup, 2021). El cruce fronterizo con Texas es el puerto interior terrestre número 1 a lo largo de la frontera entre Estados Unidos y México, circulando a través de este aproximadamente el 80% de las mercancías que se comercializa de forma terrestre (cerca de 14,000 camiones diarios) (iccedenuevolaredo, 2021) entre ambas naciones.

8.2. Contexto del hidrógeno en Texas

CONTEXTO DEL HIDRÓGENO EN TEXAS

Potenciales centros de demanda de H₂V en Texas

Mercado actual del hidrógeno (McKinsey Sustainability, 2021)



Demanda actual de hidrógeno en Texas

La producción y demanda al 2021 de H₂ se basa en métodos termoquímicos y como subproducto de refinación

1

Se tienen instalados **más de 1,400 km de tuberías de hidrógeno**, lo que hace que Texas posea más del 50% del total de tuberías de H₂ de Estados Unidos y **cerca del 33% a nivel mundial**.



2

En la actualidad se cuentan con aproximadamente **48 plantas productoras de hidrógeno a través de SMR** (reformado de gas natural).



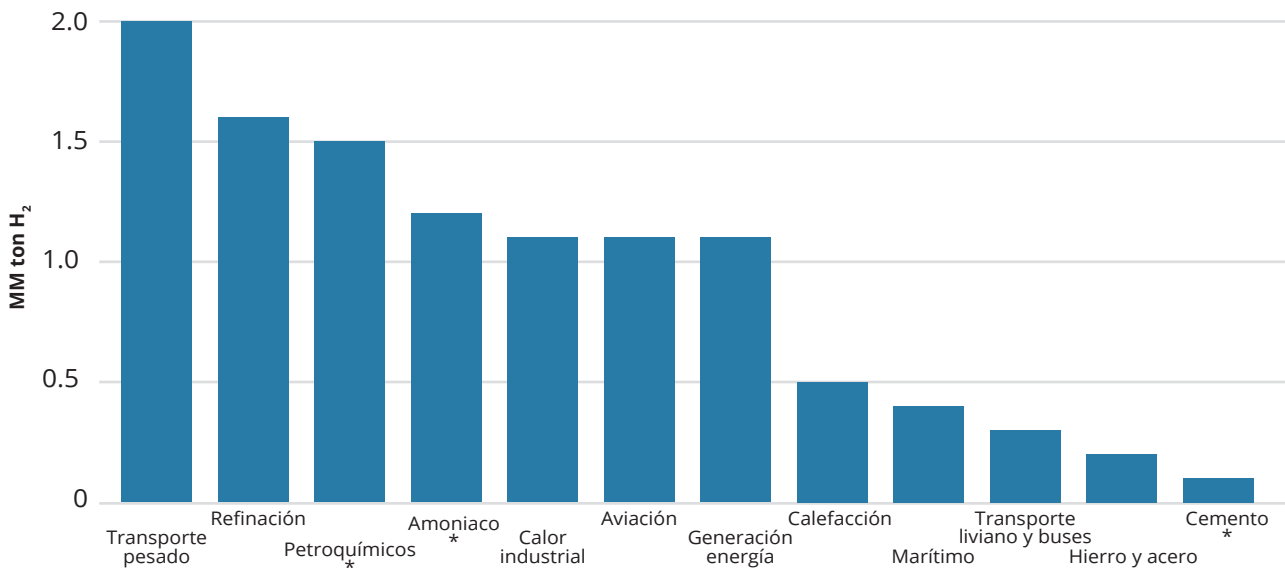
Mercado futuro (2050) del hidrógeno limpio (McKinsey Sustainability, 2021)

Texas se proyecta como uno de los estados de mayor demanda y consumo de hidrógeno. Para el 2050 se estima que tendrá una demanda de hidrógeno limpio de 21 millones de toneladas al año (alrededor de 100 veces el consumo actual de H₂ gris de PEMEX) (PEMEX, 2018); de los cuales 11 millones de toneladas serán para consumo doméstico y 10 millones para exportación.

Se proyecta que el principal segmento de demanda será el transporte carretero pesado, seguido de la refinación y petroquímicos, y después por magnitudes similares para suministrar calor industrial, generación de energía eléctrica, y combustible para aviación. En menores cantidades, también se proyecta que habrá demanda de hidrógeno bajo en carbono para el transporte marítimo, transporte terrestre liviano y autobuses de pasajeros, así como las industrias del hierro, acero y cemento.

La Figura 38 presenta la distribución de demanda proyectada por sector económico.

Figura 38. Demanda futura (2050) de hidrógeno limpio en los estados de Texas y Luisiana.



Fuente: elaboración propia, datos de (McKinsey Sustainability, 2021)

(*) Demanda agrupada entre los estados de Texas y Luisiana.

Es importante mencionar que las demandas de hidrógeno referidas anteriormente son de hidrógeno limpio. Según el reporte “Houston as the Epicenter of a Global Clean Hydrogen Hub” (McKinsey Sustainability, 2021), el hidrógeno limpio es aquel hidrógeno producido que cumple con ciertos objetivos de emisiones de CO₂ pero no especifica el tipo de tecnología para producirlo, por lo que podría estar abierto también a hidrógeno azul (producido a partir de reformado de gas natural con sistemas de captura de carbono), reformado de biogás u otras rutas de producción (Congress website, 2021).

Proyectos de H₂ limpio en Texas



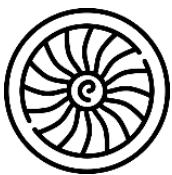
Producción de H₂ con capacidad instalada de 120 MW de electrólisis.

Compañía: New Fortress Energy.

Ubicación: Beaumont – Texas.

Tecnología: Plug Power Tech.

Mercado: Sector petroquímico, refinación e industrial del Port Beaumont y el Distrito Navegación Sabine Neches (S&P Global, 2022).



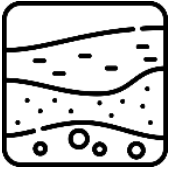
Producción de hidrógeno para central de generación de ciclo combinado de 1,215 MW.

Compañía: Entergy Texas.

Ubicación: Condado Orange

Tecnología: Turbinas de gas natural en mezcla con H₂.

Mercado: Generación de energía eléctrica (Sempra, 2022).



Hydrogen City.

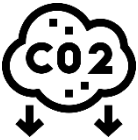
La fase 1 será de 2 GW de electrólisis junto con dos cavernas de sal para almacenamiento en estado operacional para el 2026. La meta es lograr capacidad renovable de 60 GW y producción total de H₂ de 3 millones de toneladas por año.

Compañía: Green Hydrogen International.

Ubicación: Condado Duval

Tecnología: N/A.

Mercado: Demanda local con foco principal en hub industrial del Puerto Corpus Christi, dentro de los productos del proyecto se encuentran amoníaco verde (exportación y fertilizantes), combustibles para aviación sostenibles (suministro al puerto de Brownsville), hidrógeno para consumo directo en industria o consumo dentro del estado (ammoniaenergy, 2022).



Producción de H₂ bajo en carbono a través de SMR y captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS).

Compañía: Port Arthur, Air Products, Denbury y Valero.

Ubicación: Port Arthur

Tecnología: SMR con CCUS y aprovechamiento CO₂ para recuperación mejorada de petróleo (EOR).

Mercado: Materia prima para la refinería Valero (MIT, 2013)



Firma de memorando de entendimiento para el desarrollo de un centro de producción de combustibles bajos en carbono

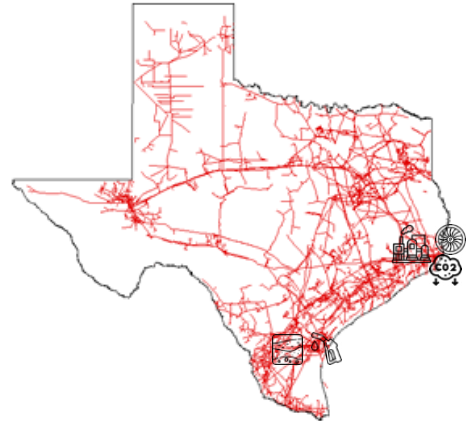
Compañía: Apex Clean Energy, Ares Management, EPIC Midstream y la Autoridad del Puerto de Corpus Christi.

Ubicación: Puerto de Corpus Christi

Tecnología: N/A.

Mercado: Sector petroquímico, refinación e industrial.

Figura 39. Ubicación geográfica de los principales proyectos de hidrógeno en Texas.



Fuente: elaboración propia con mapa de (Eagle Ford Shale, 2017)

8.3. Exportación de hidrógeno de Nuevo León a Texas

EXPORTACIÓN DE HIDRÓGENO DE NUEVO LEÓN A TEXAS

Consideraciones para la exportación de H₂V de Nuevo León a Texas

Existen planes energéticos de Texas que proyectan al hidrógeno bajo en carbono como foco de primer nivel para migrar a la descarbonización de complejos industriales Oil & Gas ubicados en la Costa del Golfo de Estados Unidos, mientras que la generación de hidrógeno verde por electrólisis crecerá con sinergias a los proyectos eólicos y solares del estado.

Para lograr un atractivo de mercado para la exportación de hidrógeno verde desde Nuevo León a Texas se deberá asegurar una competitividad económica a corto plazo del hidrógeno verde mexicano frente al hidrógeno azul texano en aquel lugar de consumo.

El mercado de mayor demanda de hidrógeno en el estado de Texas se ubica en los complejos industriales, petroquímicos y de refinería de la Costa del Golfo de EE. UU.; esfuerzos de alianzas entre Nuevo León y Texas deben ser enfocados en el apoyo en el suministro en esta región.

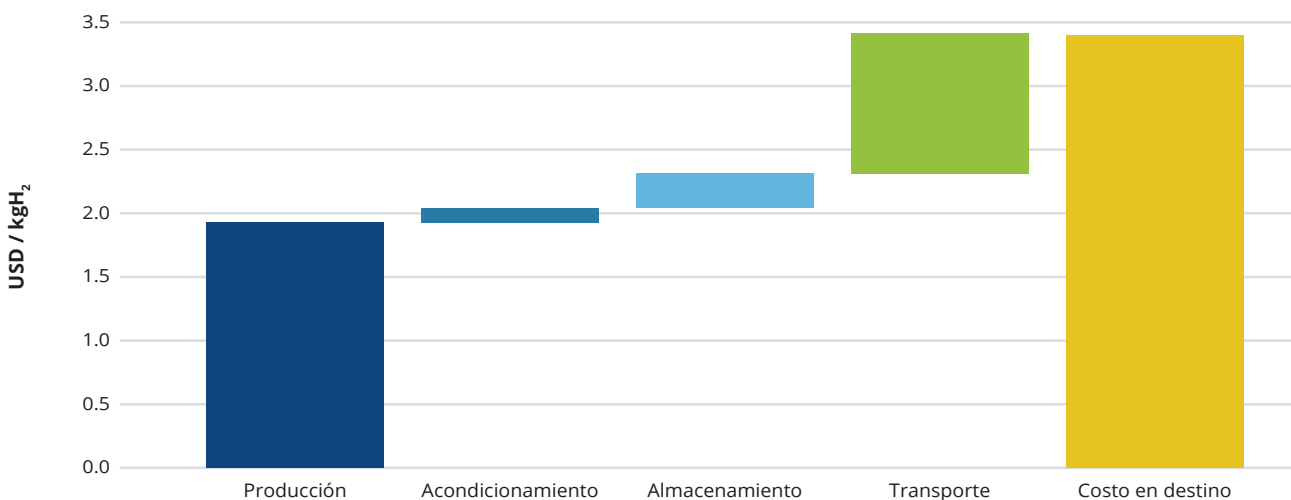
Análisis de costos exportación de hidrógeno por tierra Nuevo León – Texas en 2030

Con la finalidad de evaluar la viabilidad económica de producir hidrógeno bajo en carbono en Nuevo León para exportar a Texas, se realizó un análisis de costos de producción, acondicionamiento, almacenamiento y transporte, para calcular el costo del hidrógeno que se podría suministrar en el puerto de Corpus Christi, donde se está planeando actualmente el desarrollo de un hub de hidrógeno de gran escala.

Se consideró que el hidrógeno verde será producido a partir electrólisis alimentada por un parque eólico en la región este de Nuevo León, cerca de la frontera con Tamaulipas. Así mismo, se compara el transporte de hidrógeno mediante *tube trailers* o camiones tanque como H₂ gaseoso comprimido o H₂ líquido, así como en un ducto dedicado de hidrógeno. Algunas de las consideraciones evaluadas para el análisis son las siguientes:

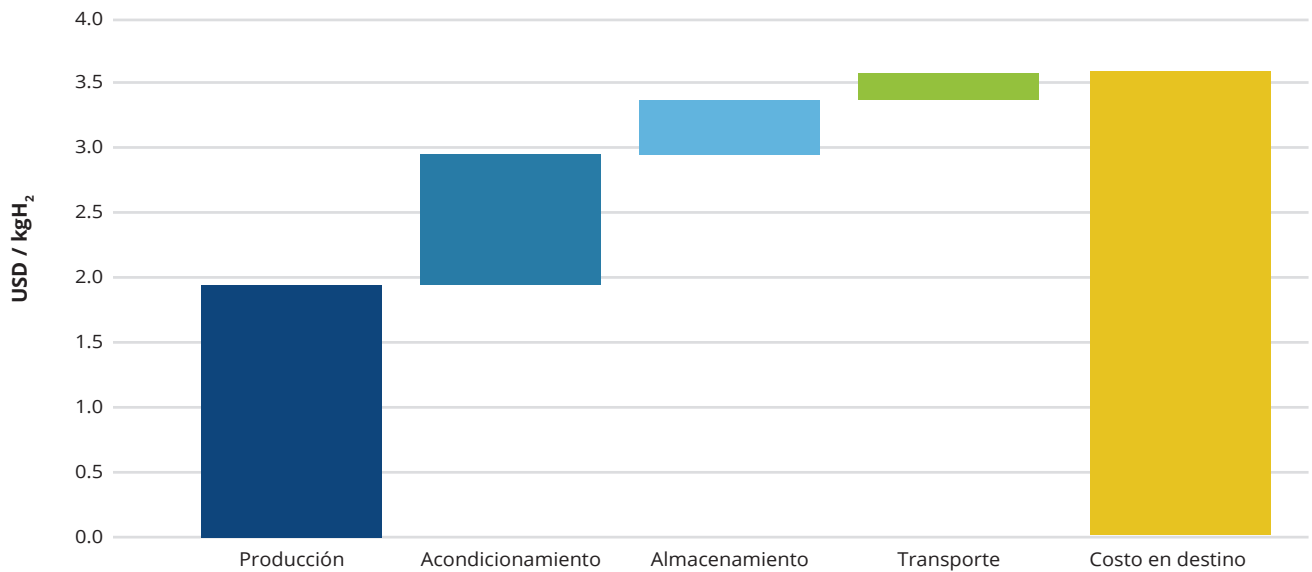
- Distancia entre planta producción de H₂ en Nuevo León y lugar de destino en Texas de 250 km.
- Ruta de transporte terrestre usando la carretera federal US-281 N en EEUU para el caso de transporte mediante *tube trailers*.
- Puerto de Corpus Christi como lugar de destino.
- Demanda aproximada de 108,000 toneladas anuales para exportar desde Nuevo León a Texas. El valor se seleccionó con el fin de cubrir el 3% de la demanda actual de hidrógeno de Texas²⁵.
- Estimaciones de costo a 2030.

Figura 40. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en *tube trailers*.

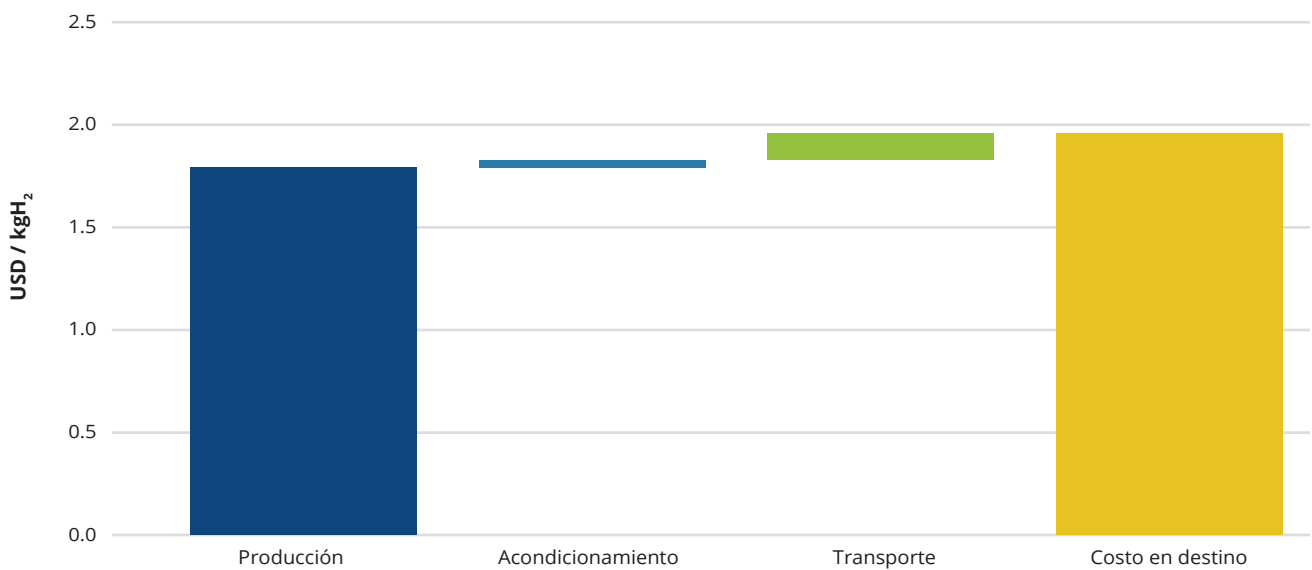


Fuente: elaboración propia.

²⁵ Demanda actual de hidrógeno Texas de 3.6 millones de toneladas al año.

Figura 41. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde líquido en trailers.

Fuente: elaboración propia.

Figura 42. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en hidroductos.

Fuente: elaboración propia.

Se puede observar en las gráficas anteriores que el costo nivelado del hidrógeno puesto en el punto de consumo/entrega varía significativamente según el medio de transporte (hasta un 65% de diferencia entre un medio y otro).

Para el transporte de hidrógeno como gas comprimido en tube trailers la etapa de transporte implica costos elevados equivalentes al 56% del costo de producción, lo cual hace que se duplique su costo de entrega agregando su almacenamiento y acondicionamiento, que es principalmente la compresión a los 200 bar estándares para su manejo. Con ello se puede entregar el hidrógeno con un 76% adicional a su costo de producción en 3.4 USD/kg.

En el caso de transporte de hidrógeno líquido en tube trailers, la licuefacción resulta costosa al ser un proceso intensivo en energía, agregando un 50% de costo adicional respecto al de producción. Así mismo, su costo de almacenamiento es el más elevado al requerir tanques criogénicos que soporten los -253 °C a los cuales se logra la licuefacción del hidrógeno. Con ello se puede entregar el hidrógeno con un 84% adicional a su costo de producción para esta ruta en 3.55 USD/kg.

El transporte de hidrógeno comprimido en gasoductos es el que tiene menor costo, agregando tan sólo un 10% de costo para su entrega final por el acondicionamiento y transporte, resultando en 2.11 USD/kg en el destino. Esto es debido a que el acondicionamiento implica una compresión menor a la requerida para el transporte en tube trailers, el almacenamiento se da en el mismo ducto que lo transporta y los volúmenes transportados aumentan de forma exponencial (a la potencia de 2) por cada unidad de diámetro extra, mientras que el precio crece linealmente (aumento de área vs aumento de perímetro por unidad de diámetro). En otras palabras, para los altos volúmenes de exportación definidos en este análisis, la utilización de ductos es la opción más competitiva de transporte. Otro factor que contribuye a su bajo costo son las distancias relativamente cortas de transporte. La inversión requerida para los ductos crece conforme lo hace la distancia, por lo que conforme se extiende incrementa el costo y podría cambiar el caso de negocios más rentable según el rango de distancias considerado. Por otra parte, dado que la competitividad de estos se consigue solo con altos volúmenes de hidrógeno transportado (necesarios para amortizar sus altos costos de inversión en CAPEX) se requiere comprometer altos volúmenes de demanda de hidrógeno por largos periodos (10+ años) para asegurar su viabilidad económica.

Se realizó un análisis de sensibilidad del LCOH en gasoductos a partir de la reducción de demanda exportada a Texas. Las reducciones en la demanda analizadas fueron de 30%, 50% y 70% con relación a la demanda base establecida en las simulaciones anteriores del 3% del consumo del estado (108,000 ton/año). La siguiente tabla ilustra el análisis de sensibilidad describiendo la cantidad de hidrógeno enviada a Texas a través de gasoductos y su LCOH asociado. Para una reducción en la demanda de transporte del 10% solo se ve un incremento en el LCOH del 0.01% mientras que para una reducción del 70% su costo fue de 2.14 USD/kg H₂ asociado a un incremento del 1.1 veces. Sin embargo, incluso para una reducción en la cantidad de hidrógeno enviada a Texas del 70%, el transporte por gasoductos sigue siendo el más competitivo con relación al transporte gaseoso o líquido por tube-trailers. El transporte por gasoducto dejará de ser competitivo contra las otras tecnologías cuando la demanda sea inferior a 7,362 ton/año de hidrógeno o alrededor del 0.2% de la demanda actual de Texas.

Tabla 6. Análisis de sensibilidad LCOH para transporte de H₂ desde Nuevo León a Texas mediante gasoductos.

Porcentaje de reducción*	Demanda (ton/año)	Porcentaje de la demanda de Texas	LCOH entregado por gasoducto USD/kg
0%	108,004	3%	2.11
30%	75,582	2.1%	2.15
50%	54,002	1.5%	2.21
70%	32,421	0.9%	2.35

*Reducción respecto al caso base propuesto de suministrar el 3% del consumo actual del estado de Texas.

Competitividad de la producción de H₂ de Nuevo León frente al de Texas²⁶

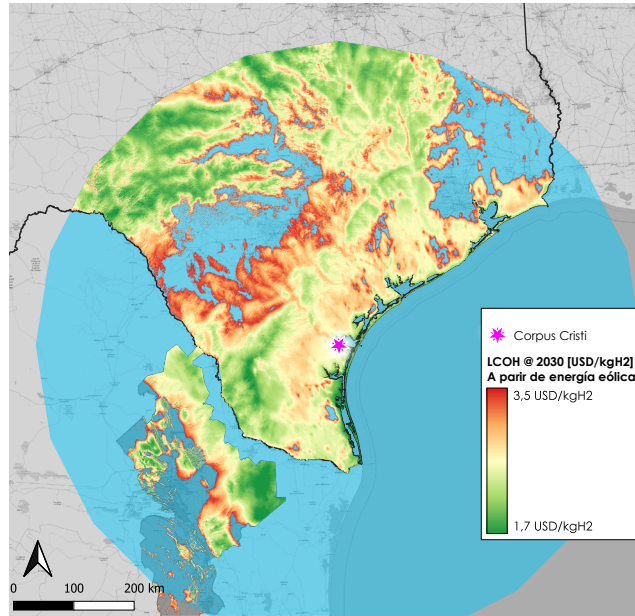
A fin de evaluar la competitividad de las potenciales exportaciones de hidrógeno bajo en carbono desde Nuevo León a Texas, se hizo un análisis de costo de producción de hidrógeno verde en un área de 500 km a la redonda al Puerto de Corpus Christi, donde se plantea actualmente el hub de hidrógeno más grande del estado (Hydrogen City). En la Figura 3 se ilustra el cálculo del LCOH de producción de hidrógeno a partir de energía eólica tanto para Texas como para Nuevo León.

Para 2030, la región noreste de Nuevo León presentó valores de LCOH que llegan a 1.93 USD/kg H₂, en un área geográfica potencialmente explotable de 650 km². Los municipios de General Bravo y China concentran la zona con la mayor probabilidad tecno-económica en desarrollar proyectos industriales que busquen la producción de hidrógeno en Nuevo León con miras a suplir las demandas domésticas bien sea en Nuevo León, en otro estado mexicano o para la exportación hacia Texas. Sin embargo, Texas mostró valores de costos de producción de hidrógeno igualmente competitivos que aquellos obtenidos por Nuevo León, al tener un recurso renovable similar, dificultando el abastecimiento de hidrógeno mexicano a los hubs industriales en Texas y principalmente los cercanos al Puerto de Corpus Christi. A partir de la Figura 43 se determinó que Texas cuenta con 690 km² de tierra disponible cerca al

²⁶ El análisis presentado se realizó antes de la publicación del Inflation Reduction Act (IRA) en Estados Unidos. Este paquete de beneficios otorga incentivos significativos a la producción de hidrógeno de bajas emisiones en dicho país, y se prevé que podría afectar de forma desfavorable la competitividad en costo de potenciales importaciones desde México, como se describe en la sección siguiente.

centro de demanda de estudio para producir H_2 por debajo de 1.93 USD/kg H_2 siendo los condados de Jim Hogg, Webb, Zapatan y Kennedy los que albergan estas tierras. Sería necesario hacer un análisis más detallado sobre las condiciones y costos reales para el desarrollo de proyectos industriales y de energía renovable tanto en Nuevo León como en Texas para identificar si existe alguna ventaja competitiva que favorezca la producción de hidrógeno al sur de la frontera, y de esta manera plantear un caso de negocios con potencial viabilidad económica antes de considerar los recientes subsidios aplicables al hidrógeno verde en EEUU como resultado del Inflation Reduction Act.

Figura 43. LCOH al 2030 en regiones cercanas a Puerto de Corpus Christi (radio 500 km y evaluación de competitividad de exportación de Nuevo León).



Fuente: elaboración propia.

Impacto del Inflation Reduction Act en exportaciones a EEUU

En agosto del presente año el gobierno de EEUU aprobó la “Ley de Reducción de la Inflación” (Inflation Reduction Act, IRA), la cual plantea una inversión histórica en el país en energías limpias y transición energética. Como parte de un robusto paquete de incentivos, proporciona beneficios económicos a los productores de hidrógeno bajo en emisiones en la forma de créditos tributarios a la producción (Production Tax Credits, PTC) o a la inversión en los proyectos (Investment Tax Credits, ITC). Estos incentivos pueden otorgar beneficios a la producción de hidrógeno bajo en emisiones en Estados Unidos, haciendo deducible hasta el 30% de la inversión inicial en el proyecto (ITC) o proporcionando un PTC de hasta 3 USD/kg H_2 por 10 años. Para ello, el hidrógeno debe ser producido con una intensidad de emisiones menor a 0.45 kgCO $_2$ e/kg H_2 , lo cual es posible únicamente con hidrógeno verde, y debe cumplir con otras condiciones relacionadas con condiciones laborales y creación de empleos asociados al proyecto.

Este subsidio aplica a proyectos de hidrógeno bajo en emisiones en EEUU que empiecen su construcción antes de 2033 y sin importar su uso o aplicación final. A esto se le podrían sumar incentivos a la producción de energías renovables que se traducirían en un subsidio total de alrededor de 4.4 USD/kg H_2 , contra el cual debería competir el hidrógeno importado desde México. Este subsidio hará retador que el hidrógeno verde producido en México (sin subsidios) sea competitivo en Estados Unidos, pero podría desencadenar otras oportunidades como un despliegue más temprano de infraestructura asociada al hidrógeno en la zona fronteriza y una demanda en la manufactura de tecnologías para la producción y aprovechamiento de hidrógeno.

Análisis de la exportación de hidrógeno verde de Nuevo León a Texas

1

Los análisis muestran que la competitividad económica del hidrógeno de Nuevo León en Texas es poco probable ya que Texas cuenta con LCOH similares a los de Nuevo León, sin mencionar que Texas cuenta con infraestructura de gasoductos para hidrógeno y subsidios a su producción.

- 2 La visión de Texas en ser exportador de hidrógeno abre la puerta a alianzas con nuevos actores, como podría ser Nuevo León. Se recomienda analizar potenciales sinergias entre los estados mexicanos de Nuevo León, Coahuila y Tamaulipas junto con Texas para la conformación de un hub de exportación internacional de hidrógeno apalancado en costos competitivos de producción y altos potenciales de demanda local. Se sugiere el desarrollo de un estudio de un posible hub de producción de hidrógeno verde de gran escala entre Texas, Nuevo León y otros estados fronterizos en México.
- 3 La competitividad para la exportación de hidrógeno verde producido en Nuevo León e importado por Texas se dificultará debido al apoyo gubernamental que actualmente Estado Unidos desplegó para el fomento de la economía local del hidrógeno. Por ejemplo, los fondos federales de la ley de infraestructura bipartidista (9.5 mil millones dólares), y la Ley de Reducción de la Inflación (IRA) con el crédito fiscal de producción de hidrógeno de hasta \$3/kg H₂.
- 4 Se tendrá que evaluar la posibilidad de que dichos incentivos pudieran aplicar a proyectos de producción de H₂ en México para su consumo en Texas, así como la posibilidad de que activos en México formen parte de las cadenas de suministro beneficiadas o que se pueda usar el hidrógeno producido con subsidios en EEUU para acelerar el despliegue de infraestructura de transporte, almacenamiento y consumo de hidrógeno verde en México.
- 5 Los municipios de General Bravo y China ubicados en la región noreste presentan las condiciones más favorables para la instalación de parques eólicos destinados para la producción de H₂V (<1.93 USD/kg H₂ para el 2030). Esto es debido a los altos factores de capacidad eólica con la que cuentan.
- 6 La demanda de los parques industriales en la Zona Metropolitana de Monterrey podrá ser atendida por esta región con costos de hidrógeno entregado inferior a 2.3 USD/kg H₂ en 2030, siendo transportado mediante gasoductos dedicados. El transporte de la zona de General Bravo y China hacia Monterrey tiene un costo que no impacta significativamente en la competitividad económica del H₂V entregado en Monterrey.
- 7 Adicional a la comparación en costos y la aplicación de subsidios, se deberá evaluar si existen otros factores que pudieran complicar el desarrollo de proyectos de energía renovable, producción y transporte de hidrógeno en Texas, así como si pudiera haber otros que favorezcan la producción de H₂V en Nuevo León o la importación de renovables o H₂V al estado sureño de EEUU. Por ejemplo, Texas posee un sistema eléctrico de energía aislado al del resto de EEUU por lo que es posible que se priorice a las plantas de generación renovable para proveer seguridad y respaldo a la red eléctrica que a otras aplicaciones como la producción de H₂ verde

8.4. Exportación de hidrógeno de Nuevo León a Europa

UNIÓN EUROPEA

Mercado de hidrógeno en 2030 (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2019)

Figura 44. Demanda de hidrógeno bajo Carbono en la U.E.

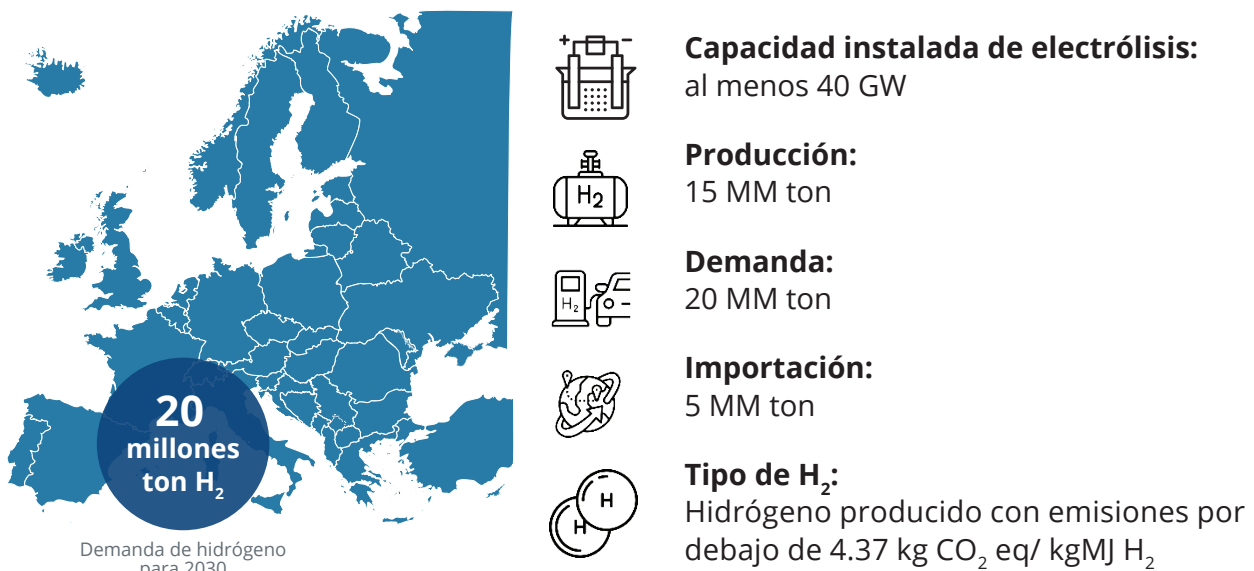
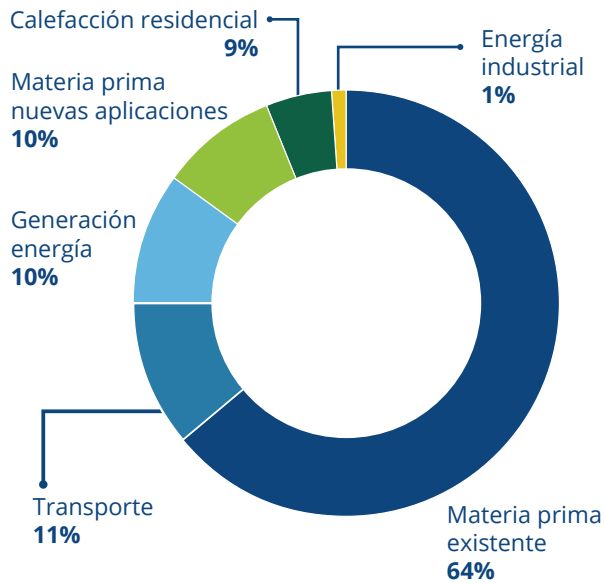


Figura 45. Demanda de hidrógeno bajo en carbono por sector en la UE en 2030.



La Unión Europea jugará un papel relevante dentro de la economía del hidrógeno, **principalmente como importador de la molécula y exportador de tecnologías dentro de la cadena de valor.**

La región de Medio Oriente y el Norte de África (MENA), Asia y países europeos con recursos renovables (España) son competidores directos de México para abastecer el mercado europeo.

Instrumentos de financiación – Unión Europea (BMWK, 2021)

Alemania es el país miembro de la Unión Europea que lidera el diseño, construcción y puesta en operación de vehículos financieros que apoyan a cerrar brechas económicas de los proyectos de hidrógeno verde. Algunos de los fondos de financiación del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) son:

H ₂ Global	FRL	H ₂ Uppp
<p>Fondo de financiación basado en el concepto de subastas que busca dinamizar el mercado del hidrógeno verde y productos PtX.</p> <p>H₂ Global busca realizar alianzas con países que cuenten con el potencial de producir y exportar H₂ verde competitivo a Alemania.</p> <p>El fondo cuenta con aproximadamente 900 millones de euros.</p>	<p>Establece los lineamientos de fondos para apoyar proyectos de cooperación internacional (Fuera de la UE) entre los que se encuentra la construcción de plantas de producción de hidrógeno verde, almacenamiento, transporte y otras aplicaciones. Se usan subvenciones no reembolsables de hasta 15 millones de euros por aplicante</p>	<p>Es el programa para la cooperación en la promoción de proyectos de hidrógeno en países en vías de desarrollo.</p> <p>Dentro del programa se busca que la experiencia /o conocimiento de empresas de la Unión Europea se comparta a los aliados de países en desarrollo al éxito de nuevos proyectos, tanto con estudios como en el desarrollo de proyectos de producción de H₂ verde y sus derivados.</p> <p>H₂ Uppp ya está financiando estudios sobre oportunidades de inversión en México.</p>

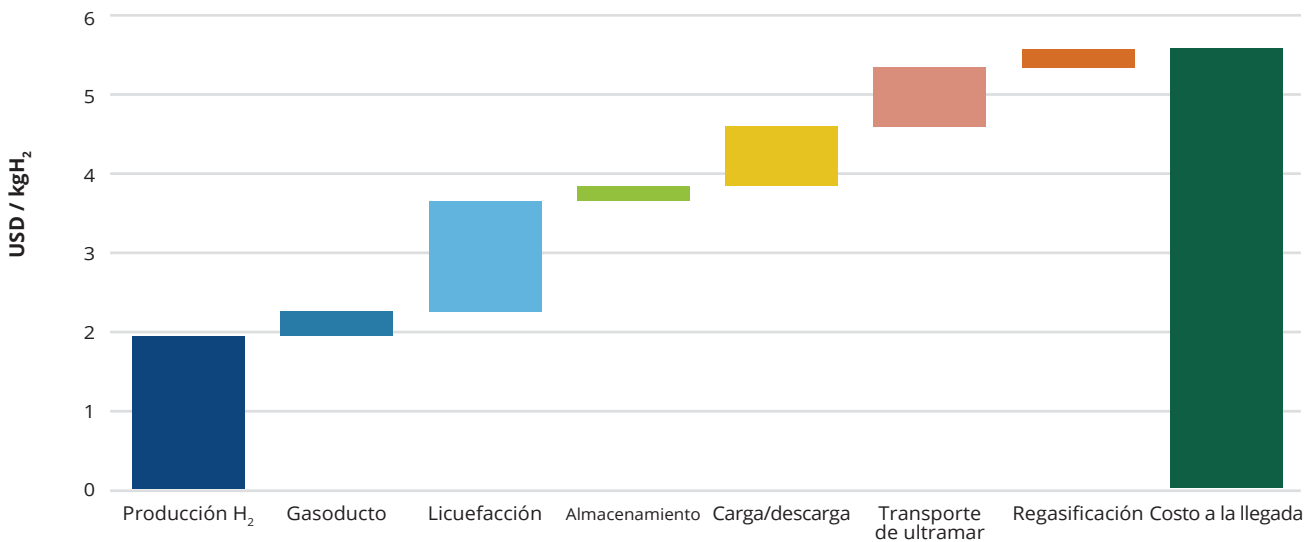
Análisis de costos exportación de hidrógeno Nuevo León – Unión Europea (2030)

Con la finalidad de evaluar la posible competitividad económica de exportar hidrógeno desde Nuevo León a Europa se realizó un análisis de costos. Para ello se consideraron dos portadores de hidrógeno, el hidrógeno líquido (LH₂) y amoniaco²⁷. Los costos de entrega para ambas sustancias son ligeramente parecidos, siendo el LH₂ 3% aproximadamente más costoso. Las simulaciones se realizaron bajo los siguientes supuestos:

²⁷ Dado que el hidrógeno tiene un bajo contenido energético por volumen, en comparación con otros energéticos, para su transporte marítimo se recurre a la licuefacción para convertirlo en hidrógeno líquido (LH₂), lo cual requiere el manejo de temperaturas criogénicas en su cadena de suministro. Alternativamente se pueden emplear los llamados portadores de hidrógeno, como el amoniaco (NH₃) o los portadores líquidos orgánicos de hidrógeno (LOHC), con los cuales es posible utilizar infraestructura existente (buques, tanques de almacenamiento, terminales) para su transporte reduciendo los costos de exportación. Aún es incierto cuál será el método de uso predominante, pero hasta ahora se han anunciado un mayor número de proyectos de producción y exportación de amoniaco verde, el cual ya tiene un mercado para la fabricación de fertilizantes, explosivos y uso como refrigerante. La principal ventaja del LH₂, es la alta pureza del hidrógeno entregado, pero aún es una tecnología costosa y en desarrollo.

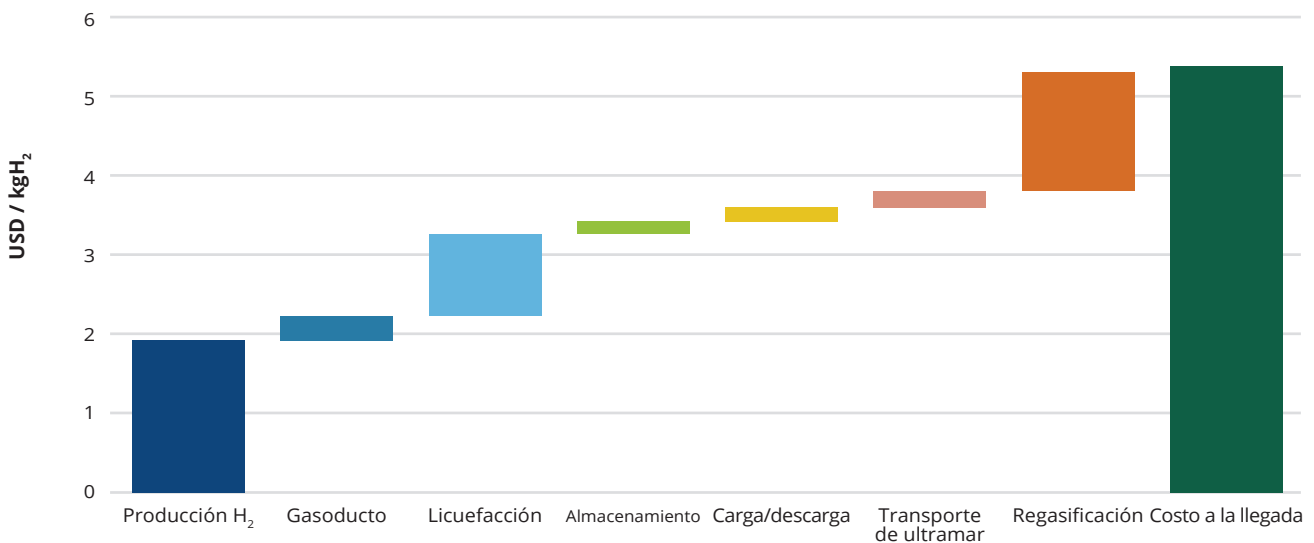
- Planta de generación de hidrógeno a partir de recursos renovables, principalmente eólicos.
- Ubicación de la planta de generación de hidrógeno en la región este de Nuevo León cerca de la frontera con Tamaulipas.
- Se asume mismo LCOH de producción en sitio en Nuevo León de 1.93 USD/kg H₂.
- El puerto de origen es el Puerto de Altamira en el estado de Tamaulipas, mientras que el lugar de destino es el Puerto de Rotterdam en Países Bajos.
- El puerto de exportación (Altamira) se encuentra a aproximadamente 390 km del sitio de producción en Nuevo León (China y General Bravo). Se plantea el transporte de H₂ mediante un ducto dedicado.
- El rango de LCOH para el 2030 en países importadores de hidrógeno como Alemania y Países Bajos se ubica cerca de los 8 USD/kg H₂ según Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans (FCH, 2020)

Figura 46. LCOH a 2030 para exportación marítima de hidrógeno líquido desde Nuevo León – Puerto Altamira – Puerto Rotterdam.



Fuente: elaboración propia

Figura 47. LCOH a 2030 para exportación marítima de amoníaco desde Nuevo León – Puerto Altamira – Puerto Rotterdam.



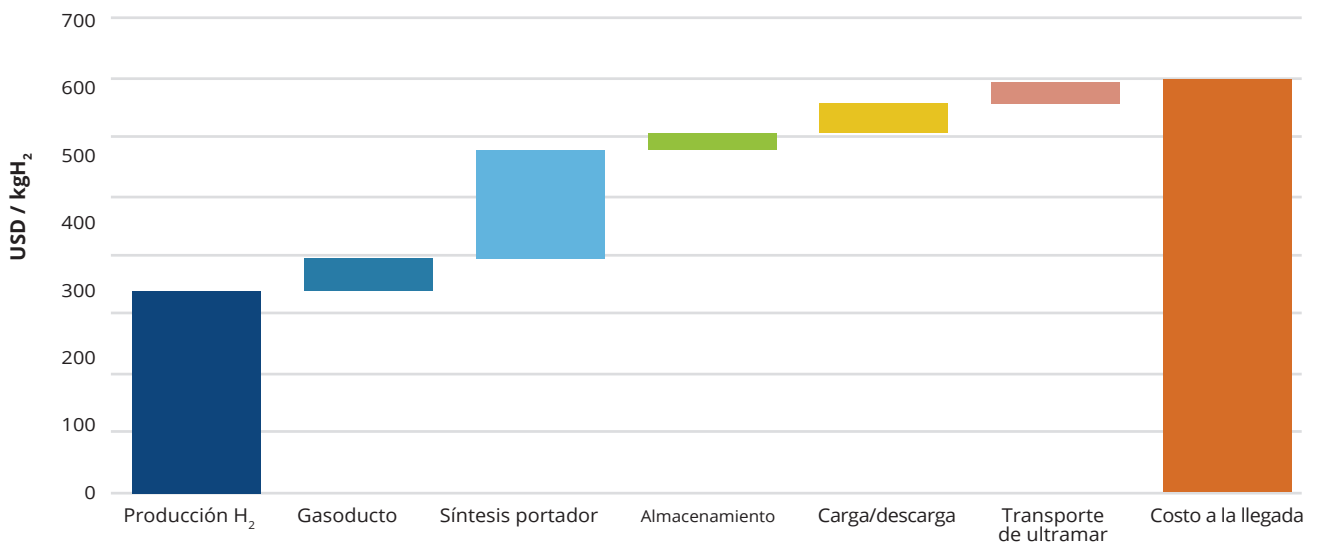
Fuente: elaboración propia.

A partir de las gráficas anteriores se observa que el hidrógeno verde producido en Nuevo León, transportado por gasoducto hasta puerto de Altamira y exportado como hidrógeno líquido o amoniaco al Puerto de Rotterdam tendría un costo de entrega en 2030 de 5.58 USD/kg H₂ y 5.42 USD/kg H₂, respectivamente. Para la exportación de hidrógeno líquido se establece que el 25% de los costos totales corresponden a la etapa de licuefacción. El cambio de fase de hidrógeno gaseosos a líquido es costoso ya que es un proceso energéticamente intensivo para lograr temperaturas cercanas al cero absoluto de -253 °C.

La exportación de H₂ a través amoniaco es 3% menor en costo que aquella con hidrógeno líquido. Siendo las etapas de acondicionamiento, síntesis (en puerto de origen) y cracking (en puerto de destino) las de mayor costo 1.04 USD/kg H₂ y 1.50 USD/kg H₂, respectivamente. Los costos asociados al cracking (romper la molécula de amoniaco para obtener hidrógeno de nuevo) corresponden a aproximadamente el 30% del LCOH. Por ello, una alternativa más competitiva en costo podría ser el buscar exportar amoniaco verde para su uso final como amoniaco, sin necesidad de craqueo. Esto podría ser para usos convencionales (fertilizantes, refrigeración, etc.) o para nuevas aplicaciones de descarbonización como su uso como energético.

Del análisis anterior vale la pena resaltar que la producción de hidrógeno verde en Nuevo León podría llegar a tener costos competitivos de exportación en buque a Europa mediante el transporte en ducto a Altamira, esto pese a estar a alrededor de 390 km de la zona con mayor potencial identificado para la producción (China y General Bravo) y el puerto tamaulipeco. Se podría explorar la exportación de hidrógeno líquido, lo cual requeriría la instalación de la infraestructura asociada en el puerto, o la producción de amoniaco cercana al puerto, que podría ser alimentada adicionalmente por proyectos de producción de hidrógeno en otras zonas del noreste de México.

Figura 48. LCOA a 2030 para exportación marítima de Amoniaco desde Nuevo León – Puerto Altamira – Puerto Rotterdam.



Fuente: elaboración propia.

9. Barreras, obstáculos y oportunidades. Recomendaciones y conclusiones para el Estado de Nuevo León

9.1. Barreras y obstáculos

Nuevo León posee una alta dependencia a la importación de gas natural de bajo costo que ralentiza el despliegue de proyectos de hidrógeno verde y su adopción para consumo local

- El suministro de gas natural de bajo costo proveniente de Texas implica un reto para que el hidrógeno verde logre la competitividad en costos en aplicaciones donde se pretende usar como combustible, ya sea para la generación eléctrica en plantas termoeléctricas en mezcla con gas natural, o en la producción de calor para procesos industriales.
- Se espera que el gas natural siga siendo el energético más económico hasta mediados del 2046, donde el hidrógeno verde producido con energía solar fotovoltaica podría equiparar sus costos en términos energéticos.
- Para que la generación de energía eléctrica a partir de hidrógeno compita con los ciclos combinados de gas natural, se requeriría un suministro de hidrógeno verde de 1 USD/kg en 2030. Ese costo es considerablemente inferior a las proyecciones realizadas, estando en el mejor de los casos en 1.62 USD/kg para este año, que son a partir de energía eólica en la región este del estado.
- La generación eléctrica con celdas de combustible podría ser competitiva unos años antes que la combustión de hidrógeno, pero igualmente después de 2040. Se logra reducir más pronto la brecha de costos dada la mayor eficiencia energética de las celdas de combustible frente a las centrales termoeléctricas, pero no lo suficiente para ser viable económicamente en el corto plazo.
- La exportación de hidrógeno verde a Texas se ve limitada por los incentivos a la producción de energía renovable e hidrógeno limpio aplicables en EEUU. Nuevo León cuenta con recursos renovables similares a los de Texas, pero los subsidios implican una ventaja significativa en el costo final de producción. Adicionalmente, Texas cuenta con una amplia infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrógeno, por lo que se podrían buscar otro tipo de oportuni-

des como acuerdos de cooperación entre ambos estados o la manufactura y exportación de tecnologías.

9.2. Oportunidades

9.2.1. Manufactura de equipos asociados al hidrógeno

Nuevo León podría aprovechar su vocación industrial y relaciones comerciales con EEUU para establecer una industria de manufactura para exportación de vehículos de celda de combustible y otras tecnologías de asociadas al hidrógeno

- El despliegue de tecnologías asociadas al hidrógeno verde en mercados en crecimiento generará un incremento en la demanda de sus equipos y componentes asociados, como electrolizadores, celdas de combustible, vehículos de celdas de combustible, entre otros. Al ser tecnologías con una curva de aprendizaje por delante, aún no están establecidas las cadenas de suministro para poder cubrir la demanda que se proyecta para los próximos años. Por ejemplo, hay una capacidad de electrólisis anunciada en proyectos a 2030 mucho mayor a la capacidad actual de producción de electrolizadores. Por esto que se prevé que habrá oportunidades para quienes puedan producir equipos de la cadena de valor del hidrógeno a gran escala y con costos competitivos para cubrir la creciente demanda.
- Los mercados emergentes de hidrógeno bajo en carbono en general están impulsados por estrategias nacionales o regionales de adopción de hidrógeno y/o subsidios dedicados a diferentes etapas de su cadena de valor, como es el caso en Europa, Japón, Corea y Estados Unidos. En EEUU ya se cuenta con un pipeline de proyectos de hidrógeno bajo en carbono de miles de millones de dólares a ser desplegados en los próximos años.
- El principal socio comercial e inversionista del estado de Nuevo León son los Estados Unidos, donde se espera un acelerado despliegue de tecnologías de hidrógeno bajo en carbono. Dos de los sectores de aplicación donde se proyecta el mayor crecimiento, al menos en Texas, son el transporte terrestre y la

generación de energía eléctrica, que son las industrias para las que Nuevo León cuenta con la mayor producción actual para exportación.

- México podría ser altamente competitivo en la producción de vehículos de celda de combustible dada su robusta industria de manufactura automotriz (GIZ, 2021)²⁸, su cercanía con EEUU y el Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (TMEC). Sumando a su vocación industrial, **Nuevo León se podría beneficiar estableciendo una industria de manufactura de vehículos de celda de combustible para exportación.**
- Nuevo León ya cuenta con cadenas de suministro establecidas para la exportación de equipos por mar o tierra a otros mercados emergentes de hidrógeno, como Europa, Asia y Sudamérica.
- Brasil, en particular, cuenta con proyectos anunciados para la producción de hidrógeno verde por GW de capacidad de electrólisis. Al ser además el tercer socio comercial de Nuevo León, **Brasil podría ser un mercado de exportación de interés apuntando a cubrir su demanda de equipos que generarán las inversiones planeadas en miles de millones de dólares hacia 2030.**

9.2.2. Producción de hidrógeno verde a bajo costo

Nuevo León podría aprovechar su abundante recurso eólico en el norte y este del estado para la producción de hidrógeno verde, logrando costos de hasta 1.62 USD/kg en 2030.

- Nuevo León cuenta con abundancia de potencial eólico, siendo más elevado en el norte y el este del territorio donde se alcanzan factores de planta que alcanzan el 60%. **Con el dimensionamiento adecuado del parque eólico y la planta de electrólisis, se pueden obtener factores de planta para el electrolizador sobre el 90%, pudiendo permanecer aislado de la red eléctrica.**
- Lo anterior permite **producción de hidrógeno verde a costos competitivos, posibilitando uno de los suministros de menor costo en el país de los estados analizados hacia 2030.** Sumado a su fuerte industria y las tendencias actuales de descarbonización, **Nuevo León podría posicionarse como un pionero en el de-**

sarrollo de su mercado interno de hidrógeno verde durante la presente década.

9.2.3. Descarbonización de la industria y el transporte

Antes de 2030 podrían verse los primeros casos de negocio rentables con hidrógeno verde en el transporte pesado, seguido por la adopción como insumo químico en industrias como la refinación o la producción de acero y amoníaco en los años subsecuentes.

- **Se proyecta que el diésel, la gasolina, y la energía eléctrica de la red serán más costosos que el hidrógeno verde antes de 2040.** Procesos industriales con alta demanda energética podrían encontrar en el hidrógeno verde una fuente de calor o electricidad competitiva y neutra en emisiones para entonces, reduciendo además la dependencia de las importaciones de gas natural.
- Considerando la importancia de la refinación en cuanto al consumo de hidrógeno se refiere, es preciso recalcar que en este sector es consumido como materia prima, por lo tanto, según las estimaciones de paridad de costo, **en el caso optimista, el sector de refinación tendría la oportunidad de sustituir su consumo de hidrógeno gris actual por uno verde a partir de 2028.**
- En este caso **la refinación podría ser el off-taker ancla para un proyecto de producción de hidrógeno verde de gran escala,** posibilitando su suministro a costos competitivos para otros usos con menor demanda como la producción de acero o los primeros despliegues de vehículos de transporte pesado con celdas de combustible.
- **El transporte terrestre pesado con hidrógeno tendría una paridad de costo antes del 2030, por lo que este segmento podría ver los primeros casos de negocio a escala comercial.** Adicionalmente, también se puede concluir que aquellos segmentos vehiculares con alta intensidad energética, es decir, con largas distancias de recorrido y/o transporte de grandes volúmenes de mercancía, serían los casos de negocios idóneos de realizar a corto plazo, como en el transporte de carga pesada.

²⁸ Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. Tomo VI: Análisis de la cadena de valor local y del potencial de exportación de hidrógeno verde. Disponible en línea en: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Hidro%CC%81geno_AE_Tomo_VI.pdf

9.3. Recomendaciones

9.3.1. Cooperación intersectorial y acción gubernamental

Se sugiere el desarrollo de instrumentos de planeación estatal, como una estrategia y hojas de ruta de adopción de tecnologías de hidrógeno, y la colaboración coordinada entre sectores para acelerar el despliegue de las oportunidades relacionadas con el hidrógeno verde en Nuevo León.

- El estado cuenta con políticas para reducir las emisiones de GEI y promover el transporte sustentable, así como la implementación de energías limpias para disminuir la dependencia hacia los combustibles fósiles. Por lo tanto, **los proyectos de hidrógeno verde podrían volverse altamente estratégicos para el estado y ser incorporados a su agenda climática y energética.**
- **El contabilizar los co-beneficios ambientales y a la calidad del aire podría ayudar a acelerar el despliegue de las tecnologías de hidrógeno en el estado, en particular en la ZMM.** Siendo la calidad del aire un tema prioritario y uno de los ejes estratégicos incluidos en el Plan Estatal de Desarrollo 2022 – 2027, el potencial de descarbonización facilitado por el hidrógeno para sectores como la industria (refinación, acero, cemento, entre otros) y el transporte de carga pesada (y de pasajeros) podría ser favorable para reducir las emisiones de GEI y contaminantes.
- Para el desarrollo de una economía del hidrógeno verde en el estado, será necesaria la cooperación de actores en el sector privado y el público. **La integración del hidrógeno verde en los ejes temáticos de los clústeres industriales en el estado podría crear un foro adecuado para la catálisis de las primeras iniciativas y proyectos para impulsar el despliegue del hidrógeno verde.** Estos esfuerzos podrían ser encabezados por el Clúster Energético de Nuevo León.
- En el ámbito gubernamental, es importante la coordinación entre las áreas destinadas al desarrollo económico y medio ambiente, así como los segmentos industriales, de manufactura y el sector de energía. En ese sentido, **se sugiere el desarrollo de la Estrategia de Hidrógeno Verde de Nuevo León que integren la visión de los diferentes actores y que lleve la coordinación y el apoyo del Gobierno del Estado.**
- A partir de la visión general plasmada en la Estrategia Estatal, el desarrollo de Hojas de Ruta por segmento de aplicación (industria, energía, transporte de carga, transporte de pasajeros, manufactura, etc.) podrá identificar los segmentos y sitios específicos para priorizar el desarrollo de proyectos, y sentar las bases para el despliegue de iniciativas y las solicitudes de financiamiento a organismos internacionales.
- Al ser la energía renovable el principal insumo y detonante de la producción de hidrógeno verde de bajo costo, **la creación de una Agencia Estatal de Energía podría ser un instrumento para liderar el diseño y la implementación de una estrategia de hidrógeno verde para el estado de Nuevo León.**
- Se sugiere incluir objetivos específicos y medibles dentro de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde para los horizontes mediano (2030) y largo (2050) plazo. El estudio deberá evaluar aquellas demandas futuras en áreas como la industria, el transporte, fertilizantes y demás. Además, se deberán definir recomendaciones y acciones para la creación de un marco legal que apoye el despliegue de proyectos de energías renovables e hidrógeno verde. Se recomienda incluir análisis transversales como la creación de empleos verdes, certificados de garantías de origen, mercados de exportación y fondos de financiación a la I+D.
- Se sugiere crear mesas de trabajo entre actores público, privado y la academia para debatir sobre los aspectos claves que deberá contener la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde. El fomento de sinergias entre actores se debe de promover desde instancias de la construcción temprana del documento.
- Se sugiere desplegar esfuerzos institucionales entre entidades públicas y privadas para robustecer la infraestructura de transmisión de energía en Nuevo León con el fin de comunicar zonas con excelentes recursos renovables (solar y/o eólico) con los actuales y futuros puntos de demanda de hidrógeno.
- Se recomienda realizar un mapeo de las potenciales industrias consumidoras con un mayor nivel de detalle con el fin de evaluar la viabilidad de incorporar hidrógeno verde dentro de sus procesos. El análisis deberá incluir características de cada industria, disponibilidad y costo de fuentes de energía renovable en la zona, tamaño, ubicación geográfica, tipo de proceso industrial que desarrollan y demanda energética. El estudio permitiera establecer una hoja de ruta de hidrógeno verde dentro de aquellos sectores económicos con mayor oportunidad de adopción.
- Se recomienda establecer una estrategia de vinculación y cooperación entre instituciones y centros de investigación y educación superior, la industria, instituciones públicas como el Instituto de Innovación y Transferencia de Tecnología de Nuevo León (I2T2), el Parque de Investigación e Innovación Tecnológica (PIIT), y otras dependencias del Gobierno del Estado de Nuevo León, que permita desplegar acciones en I+D+i en las líneas de acción como las siguientes:

- En colaboración con PEMEX refinería Cade-reyta en tecnologías de hidrógeno verde y combustibles sintéticos (e-fuels). Esta estrategia permitirá aprovechar los conocimientos y recursos de cada entidad para promover tecnologías bajas en carbono, favoreciendo la transferencia de conocimiento, competitividad e innovación en el sector energético.
- En colaboración con industrias acereras que busquen promover la adopción de hidrógeno verde principalmente para la reducción directa del mineral de hierro, pero también para el suministro de calor y tratamientos térmicos.
- En colaboración con industrias cementeras que busquen promover la adopción de hidrógeno verde para la generación de calor dentro de los hornos de clinckerización, plantas de captura de carbono en sus fuentes fijas e innovación en el desarrollo de nuevos materiales cementantes.
- En colaboración con industrias de producción de vidrio para la adopción de tecnologías de descarbonización de los sistemas productivos. Esto permitirá contribuir con la mitigación al cambio climático, incrementar la productividad manufacturera, reducción de costos energéticos y al cumplimiento de regulaciones ambientales.

9.3.2. Iniciativas y proyectos

Se vislumbran posibles oportunidades en el corto plazo en la producción de hidrógeno verde y sus derivados para consumo local en transporte e industria, en colaboración regional para la exportación, y en la manufactura de equipos para mercados emergentes como el norteamericano.

- **Estudiar los casos específicos de potencial demanda de hidrógeno en el corto y mediano plazo**, a fin de identificar y empezar a construir los primeros proyectos de implementación de tecnologías de hidrógeno verde. Al ser posible que los primeros proyectos sean a nivel piloto y de pequeña escala, se sugiere buscar la coordinación entre diferentes consumidores y potenciales proveedores de hidrógeno verde, lo cual comúnmente sucede mediante la conformación de consorcios. Se podrían considerar, adicionalmente, nuevos usos del hidrógeno como la producción local de fertilizantes a partir de amoníaco verde, que además puede ser un medio conveniente de transporte de hidrógeno.
- **Estudiar la zona este del estado para la identificación de sitios con potencial de producción de hidrógeno verde de bajo costo**, en particular en la región que incluye a los municipios de China y General Bravo. Una vez caracterizado el potencial, se podría plantear el despliegue de capacidad renovable y de electrólisis por etapas hasta llegar a los cientos de MW, identificando la capacidad y costos de producción posibles para cada una.
- **Buscar alianzas con los estados vecinos en México (Tamaulipas y Coahuila) para el posible desarrollo de un Hub Noreste de Exportación de Hidrógeno Verde** desde Altamira, con principal mercado objetivo en Europa. Una vez identificado un posible desarrollo viable, se sugeriría buscar financiamiento de europeo o de la banca multilateral para su desarrollo.
- **Alternativamente, se podría considerar una alianza con Texas para formar un Hub Binacional de Exportación de H₂**, donde según la ubicación y costo se pueda exportar hidrógeno de Nuevo León a regiones específicas de Texas, o exportar hidrógeno producido con subsidios en Texas desde Altamira, pasando por Nuevo León.
- **Estudiar el desarrollo de un hub de transporte de carga con hidrógeno en torno a la ruta Nuevo Laredo – Monterrey**, con posibles ramificaciones hacia Saltillo o hacia el sur en dirección a San Luis Potosí. Una ruta fija y bidireccional podría facilitar el establecimiento de puntos de repostaje de hidrógeno verde. Se establece la oportunidad a corto plazo para avanzar con pruebas piloto para el transporte pesado con hidrógeno ya que se cuenta con disposición de transportistas y una viabilidad de costos.
- **Analizar la adopción de vehículos de transporte pesado FCEV a hidrógeno como parte de los esfuerzos actuales de sustitución de flotas vehiculares para la descarbonización en Monterrey**, haciendo énfasis en los casos de aplicación en los que sea más competitivo que los vehículos eléctricos a baterías. **Se sugiere realizar un estudio preliminar para identificar las rutas y casos de uso óptimos.**
- En cuanto a la fabricación de equipos, **realizar un diagnóstico de las capacidades de manufactura existentes y potenciales en Nuevo León aplicables a las tecnologías de hidrógeno**. Se podría iniciar con los segmentos con mayor crecimiento esperado: vehículos FCEV de carga pesada, y equipos electroquímicos para la producción y electrificación del hidrógeno verde (electrolizadores y celdas de combustible, respectivamente), y continuar con todos los equipos accesorios de la cadena de valor, como compresores, válvulas, tuberías, tanques de almacenamiento, filtros, etc.
- **Desarrollar análisis de mercado de los potenciales mercados objetivo**, posiblemente en el extranjero (empezando por EEUU), priorizando aquellos en los que se hayan identificado las principales fortalezas y

que cuenten con altas proyecciones de crecimiento ya sean impulsados por subsidios (vehículos cero emisiones, electrolizadores) o por una creciente demanda en el mercado local (equipos de almacenamiento y acondicionamiento).

- Los estudios anteriores podrán servir para alinear las capacidades de manufactura con la demanda que pueda ser atendida a costos competitivos. En torno a los resultados anteriores, se podrían **establecer hubs temáticos de capacitación, desarrollo y manufactura de las tecnologías identificadas con mayor potencial**. Los hubs podrían plantearse en torno a las zonas con alta concentración de parques industriales, como Apodaca. Para ello sería recomendable una coordinación sinérgica entre los sectores industrial, académico y gubernamental.

9.4. Conclusiones

Nuevo León cuenta con el potencial de alcanzar costos de producción de hidrógeno verde de hasta 1.62 USD/kg en 2030, esto como resultado del gran potencial eólico en las regiones norte y este del estado, por lo que los primeros desarrollos de gran escala podrían darse en estas zonas. Por otro lado, es posible que en el corto plazo los proyectos de generación de hidrógeno a partir de energía solar solo se desarrollen si existe una demanda al sur del estado, o si son de pequeña escala (bajos volúmenes que no justifiquen el transporte del hidrógeno) al oriente de Monterrey.

El principal reto para la adopción del hidrógeno verde en Nuevo León es que compite como energético con el gas natural de bajo costo proveniente de Texas, y como insumo químico con el hidrógeno gris barato que se produce a partir del mismo.

La mayor demanda actual de hidrógeno en el estado está destinada a la refinería de Cadereyta, que consume hidrógeno gris procesado a partir del gas natural. Sin embargo, se proyecta que hacia 2030 y 2050 crezca principalmente para el suministro al transporte terres-

tre pesado y la producción de acero bajo en emisiones, siendo estas industrias las más demandantes para 2050.

En el transporte pesado, se sugiere estudiar la adopción de FCEVs en la sustitución de actual de flotas para la reducción de emisiones, así como estudiar un potencial hub de vehículos de hidrógeno entorno al corredor de Nuevo Laredo a Monterrey. Es preciso mencionar que la participación de los vehículos eléctricos con batería también será determinante para la descarbonización del sector transporte.

El suministro de agua no debería ser una limitante para el despliegue del hidrógeno verde en el estado, ya que para lograr abastecer la demanda actual de Nuevo León de aproximadamente 50 kton de H₂ con hidrógeno verde, se requeriría un volumen de agua equivalente al 0.05% del consumo total del estado. Similarmente, se estima que para 2050, con una demanda proyectada de 295 kton de H₂, se requeriría el equivalente al 0.34% del consumo de agua actual del estado.

Nuevo León podría plantear, junto a Coahuila y Tamaulipas, un hub regional de producción de hidrógeno verde para exportación hacia Texas o la Unión Europea Europa a través del puerto de Altamira. Para ello hay que considerar que la exportación de hidrógeno verde a Texas enfrentará retos en cuanto a costos, pues se cuenta con un recurso renovable similar, con subsidios considerables a la producción de hidrógeno bajo en carbono en EE. UU.

En cuanto a las oportunidades de desarrollar la industria manufacturera, Nuevo León podría establecerse como un centro para la manufactura y exportación de equipos y componentes de la cadena de valor del hidrógeno verde, teniendo acceso a un mercado que proyecta una demanda creciente en Estados Unidos.

Por último, el desarrollo de la Estrategia de Hidrógeno Verde de Nuevo León y Hojas de Ruta de adopción por segmento de aplicación podría ser un instrumento que impulse el despliegue oportuno de la economía del hidrógeno verde en el estado.

Anexo 1: Listados de bibliografía utilizada en las fichas técnicas

Los listados presentados a continuación referencian las fuentes bibliográficas utilizadas para la elaboración de las fichas técnicas de la Caracterización General del Estado de Nuevo León y Análisis Cualitativo de Demanda de Hidrógeno Verde.

Ficha técnica de Caracterización General del Estado de Nuevo León

1. División municipal. Nuevo León
2. Entidades federativas de México por PIB
3. Nuevo León: Economía, empleo, equidad, calidad de vida, educación, salud y seguridad pública
4. Rayones: Economía, empleo, equidad, calidad de vida, educación, salud y seguridad pública
5. Conjuntos de datos vectoriales de información topográfica escala 1:250 000 Nuevo León Serie VI
6. Infraestructura de gas natural en México
7. Proyecto de Energía Eólica “El Mezquite” en Mina, Nuevo León
8. Proyectos de Energía Eólica Ventika & Ventika II en General Bravo, Nuevo León
9. Santa Catarina (México) - Parques eólicos
10. Inauguran planta de energía solar en Galeana
11. Instrumentos de política pública en materia de cambio climático del estado de Nuevo León
12. Superficie. Nuevo León
13. Nuevo León: Economía, empleo, equidad, calidad de vida, educación, salud y seguridad pública
14. Mexico - Vehículos de Motor Registrados en Circulación 2021, Datos al mes de diciembre
15. Plan Estatal de Desarrollo de Nuevo León_2022-2027
16. Informe nacional de calidad del aire 2017

Ficha técnica de Análisis Cualitativo de Demanda de Hidrógeno Verde

1. Poder calorífico de combustibles.
2. Poder calorífico del hidrógeno.
3. Consumo energético en Nuevo León
4. Precios de gasolina en Nuevo León
5. Precios del diésel.
6. Precios del gas natural.
7. Precios de electricidad.
8. Precios de electricidad (Segmentación por regiones).

Anexo 2: Matriz de indicadores cualitativos

La Tabla 7 presenta la matriz de indicadores cualitativos implementada para la evaluación general de competitividad en la adopción de hidrógeno verde dentro de la economía estatal de Nuevo León. La evaluación se

clasifica con valores de 1, 2 y 3 siendo 3 el de mayor impacto. El peso a cada indicador se obtuvo a través de una metodología desarrollada por Hincio en donde se asigna mayor a aquel KPI que presente un impacto positivo.

Tabla 7. Matriz de indicadores cualitativos

Indicador	Benchmark			Peso	Puntaje
	1	2	3		
KPI 1 - Consumo actual de H ₂ estatal	El consumo actual de hidrógeno en el estado es menor a 50 kton/año	El consumo actual de hidrógeno en el estado está entre 50 kton/año y 100 kton/año	El consumo actual de hidrógeno en el estado es mayor o igual a 100 kton/año	20%	2
KPI 2 - Consumo potencial de H ₂ V a 2040 en el estado	El consumo actual de hidrógeno en el estado es menor a 100 kton/año	El consumo actual de hidrógeno en el estado está entre 100 kton/año y 200 kton/año	El consumo actual de hidrógeno en el estado es mayor o igual a 200 kton/año	20%	3
KPI 3 - Año de paridad de costo	EL hidrógeno no logra paridad de costos en ninguna industria antes del 2040.	EL hidrógeno logra paridad de costos en alguna industria entre el 2030 y el 2040	EL hidrógeno logra paridad de costos en alguna industria antes del 2030.	30%	3
KPI 4 - Planes de transición energética o relacionados	No cuenta con políticas o planes estatales de descarbonización	Cuenta con políticas o planes estatales de descarbonización, no se incluye al hidrógeno directamente, pero se mencionan energías renovables	Cuenta con políticas o planes estatales de descarbonización, y se incluye al hidrógeno en al menos una regulación/normativa	10%	2
KPI 5 - Potencial reducción de emisiones de GEI	El potencial de reducción de GEI a través del hidrógeno en 2020 es menor a 250 ktonCO ₂ eq/año	El potencial de reducción de GEI a través del hidrógeno en 2020 es entre 250 ktonCO ₂ eq/año y 500 ktonCO ₂ eq/año	El potencial de reducción de GEI a través del hidrógeno en 2020 es mayor a 500 ktonCO ₂ eq/año	20%	2

Fuente: Elaboración propia

Anexo 3: Suposiciones tecno-económicas

Los cálculos y análisis realizados dentro de este estudio usaron los siguientes supuestos de costos de costos de

capital y de operación para las diferentes tecnologías, basados en una recopilación de diferentes reportes.

Tabla 8. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable y de hidrógeno.

	2022	2025	2030	2040	2050
Solar PV²⁹					
CapEx [USD/kW]	630	570	513	454	420
Eólica²⁹					
CapEx [USD/kW]	885	854	813	730	685
Electrólisis PEM³⁰					
CapEx [USD/kW]	1100	950	700	500	350
Eficiencia [kWh/kg]	53	51	48	48	45

Los costos de operación se asumieron constantes al 3% del costo de capital para todas las tecnologías.

Además, con el fin de determinar el área específica de las tecnologías de generación, se consultó el listado de

proyectos que son ingresados al PEIA (Programa de Evaluación de Impacto Ambiental), publicado en las Gacetas ecológica de SEMARNAT. Se tomaron como referencia los siguientes proyectos, cuya evaluación de impacto ambiental fue ingresada entre el 2016 y 2021.

Proyectos de energía solar ingresados al PEIA (2016-2021)			
Proyecto	MW	ha	
Central solar BC	300.0	550.0	
ATLACOMULSO	113.4	236.0	
Cuquio	92.1	300.0	
Villanueva	754.0	2400.0	
luciernaga	243.7	617.2	
la palapa	22.5	75.5	
rancho nuevo solar	96.0	192.8	
el coroneo	50.0	125.4	
parque solar suave	160.0	576.2	
parque solar miguel	160.0	543.1	
ABASOLO PV1	150.0	360.3	
Angel 1	361.4	799.5	
comsa 1	1.1	3.3	
las lomas de ocampo	90.0	148.9	
Tepezala 1	120.0	378.0	

Proyectos de energía eólica ingresados al PEIA (2016-2021)			
Proyecto	MW	ha	
Vientos del caribe	208.0	1871.0	
Gunaa Sicarú	252.0	4700.0	
Presa nueva	403.2	6820.0	
la palmita 1	52.0	753.2	
la palmita 2	62.4	835.9	
santa cruz	138.0	2330.0	
Fenicias	168.0	3378.0	
kabil	68.0	1603.0	
la carabina II	150.0	5050.9	
salitrillos	100.0	1533.0	
mesa la paz	306.0	9784.0	
SINANCHE I y II	151.2	3222.0	
TIZIMIN	86.1	1725.0	
Energía limpia de amistad	200.0	6539.0	
altos II	100.0	2308.0	

²⁹ Proyección de Inicio, basada en los datos del reporte "Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina" (BID, 2019).

³⁰ Proyección de Inicio, basada en los datos de los reportes: "Hydrogen: The economics of production from renewables" (BNEF, 2019) - "The Future of Hydrogen" (IEA, 2019) - "Technology pathways in decarbonisation scenarios" (Publication Office EU, 2018) - "Green Hydrogen Cost reduction" (IRENA, 2020).

Proyectos de energía solar ingresados al PEIA (2016-2021)			
Huerto solar fotovoltaico durango	117.0	112.8	
Piactla	20.0	39.5	
planta cemento cerritos	10.0	52.7	
saucedá solar	124.0	324.3	
Promedio ponderado por capacidad instalada			41.7

A las áreas específicas promedio, se les aplicó un factor de corrección del 75% que busca simular la posible separación entre los proyectos, es decir, se aumentó el área requerida por unidad de potencia en un 33%, resultando

Proyectos de energía eólica ingresados al PEIA (2016-2021)	
Promedio ponderado por capacidad instalada	53

en 31.2 MW/km² para el caso de la energía solar y de 4 MW/km² para el caso de la energía eólica.

Anexo 4: Cálculo del LCOH y estimación en la paridad de costos

Con la intención de determinar la competitividad del H₂ verde en diferentes sectores económicos donde este se postula como aditivo y/o suplente, se hace necesario determinar los momentos en que el H₂ consigue paridad de costos con respecto a combustibles como el diésel, la gasolina, el gas natural, entre otros. Para ello, se calcula el LCOH, el cual es equivalente al LCOE, pero para la producción de H₂.

El LCOH tiene en cuenta CAPEX y OPEX a través de la vida útil de un proyecto para la producción de H₂ descontado en su valor presente neto.

El cálculo del LCOH tiene tres componentes principales: Costo de la electricidad (LCOE), costo de operación (OPEX), costos de inversión (CAPEX). Por este motivo, la metodología para encontrar la paridad de costos del hidrógeno con respecto a los energéticos empleados en cada industria parte de determinar estas tres componentes, principalmente (ver Ecuación 1).

Ecuación 1. Fórmula para calcular el LCOH.

$$LCOH_{USD/kg} = \frac{\sum_{t=0}^t \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{kgH_{2t}}{(1+r)^t}}$$

CAPEX: Gastos de capital

OPEX: Gastos operacionales (incluyendo el costo de la electricidad (LCOE) y agua)

t: Año de operación

r: Tasa de descuento

kgH₂: Hidrógeno (kg) producción por año

*Valor Nominal

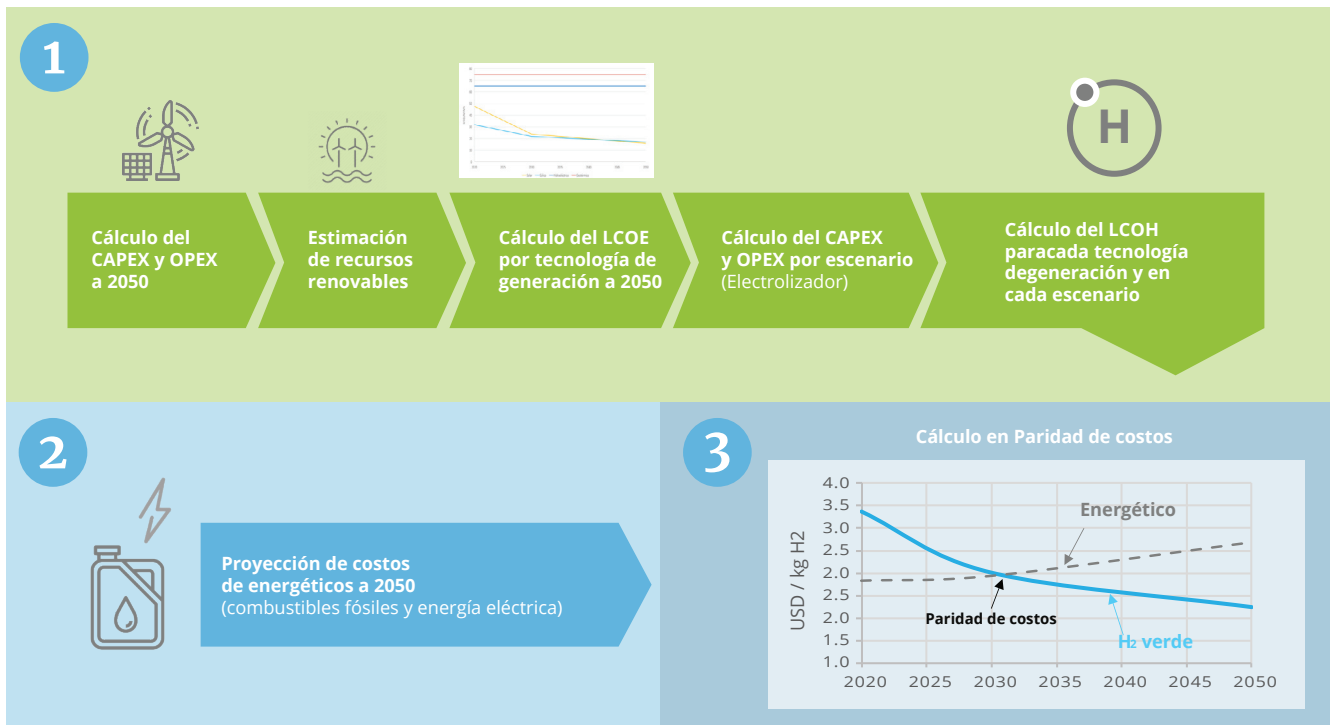
La viabilidad económica en la adopción del H₂V en las diferentes aplicaciones está sujeta a su competitividad en costos contra los energéticos que se emplean actualmente en cada industria.

Esta competencia, puede ser evaluada a través de la paridad de costo, la cual determina el momento en el que una tecnología, con respecto a otra, logra ofrecer los bienes o servicios a los consumidores en las mismas o más favorables condiciones de aquellas otorgadas por la tecnología que pretende sustituir.

Por lo tanto, la paridad de costo se refiere al nivel de costo que establecen dos alternativas con igual valor, en un momento determinado.

La metodología empleada en este documento para determinar la paridad de costos en diferentes industrias consta de tres pasos (ver Figura 49).

Figura 49. Metodología para determinar la paridad de costos.



- **Paso 1:** Calcular el LCOH a partir de la definición de la Ecuación 1 y los supuestos tecno-económicos para la producción de energía renovable (solar y eólica) como también de la tecnología de electrólisis del Anexo 4.
- **Paso 2:** Se determina la proyección de costo para diferentes combustibles que eventualmente el hidrógeno sustituiría. Se consideran las proyecciones de la Figura 8.

- **Paso 3:** Se determina el momento de tiempo donde la proyección de costos tanto de los energéticos convencionales como del hidrógeno encontrarían paridad de costos.

En el último punto cabe aclarar que la curva “Energético” se construye a partir de determinar el costo que debería tener el hidrógeno para obtener el mismo beneficio que el energético a sustituir para cada industria, por este motivo, tanto la curva “Energético” como también la de “H₂ verde”, se pueden representar en USD/kgH₂.

Anexo 5: Recomendaciones sobre aspectos sociales y ambientales

Aunque el marco regulatorio mexicano actual incluye una gama de instrumentos para atender los riesgos y oportunidades de orden social y ambiental de proyectos de infraestructura, renovables e industriales, la realidad ha mostrado que en varios casos no son suficientes para evitar conflictos sociales y daños ambientales. En este contexto, varios actores nacionales e internacionales han emitido recomendaciones y propuestas para mitigar estos riesgos y mejorar los efectos positivos de tales proyectos.

A continuación, se mencionan algunas recomendaciones orientadas hacia actores públicos y privados, aunque en muchos casos las lecciones aprendidas son relevantes para todos. Si bien el enfoque actual está en proyectos de energía renovable, podrían aplicar a la componente de generación eléctrica de los proyectos de hidrógeno verde y en general a sus desarrollos con mayor huella geográfica, ya sean de producción, transporte o aprovechamiento.

Comunidades de Energía Renovable

Según el consorcio implementador del proyecto ‘Comunidades y Energía Renovable’ (CER 2019), la representación y participación de ciertos factores relevantes es insuficiente en espacios de toma de decisiones técnicas así como espacios políticos. Los espacios técnicos son donde se diseña, planea y regula el desarrollo, operación y funcionamiento del sector eléctrico, donde la SENER, la CFE, el CENACE y la CRE dictan la mayor parte de los aspectos técnicos, y donde actores como la SEMARNAT tienen poca capacidad de incidir. En el plano político, las decisiones en torno a los proyectos de generación de energía, así como la construcción y diseño de otras obras de infraestructura para la generación, transmisión y/o distribución de la energía eléctrica, tienen importantes implicaciones locales que influyen directamente en la definición de los proyectos, pero donde la participación de los gobiernos estatales y municipales, los consejos comunitarios y las asambleas ejidales (entre otros) tienen un papel limitado en la definición y el resultado de los proyectos de energía renovable. Por ejemplo, los gobiernos locales tienen la facultad de acreditar permisos y reglamentar en materia de uso de suelo, mientras que otros actores como consejos, asambleas ejidales y/o indígenas normalmente son las instituciones que custodian la gestión del territorio. Sin embargo, estos actores están excluidos o tienen un papel secundario en la gobernanza, y en los procesos de planeación y diseño del sector (CER 2019).

Metodología de Identificación de Riesgos Sociales para Proyectos de Energía Renovable a Gran Escala

Partiendo de la realidad de que la SENER – la autoridad responsable de asegurar la evaluación de riesgos mitigación de riesgos a través de la revisión de las EvIS – no tiene la suficiente capacidad para controlar la calidad y suficiencia de las EvIS, el Banco Mexicano de Comercio Exterior (BANCOMEXT), como banca de desarrollo y gran inversionista en proyectos de infraestructura en México, como parte de su Sistema de Gestión de Riesgos Ambientales y Sociales (SARAS), y en cooperación con la consultora IDEAL y la GIZ México, desarrollo una metodología para identificar los riesgos sociales para proyectos de energía renovable a gran escala en México (MEDIRSE). Para la banca de desarrollo – al igual que cualquier inversionista – los riesgos sociales representan riesgos financieros para el organismo, que tiene por lo tanto un incentivo fuerte para mitigarlos.

La MEDIRSE establece un marco de referencia para la identificación de aspectos sociales a considerarse en los estudios de Debida Diligencia (Due Diligence) solicitados a los proyectos de energía, lo que a su vez permite fortalecer su evaluación, contemplando el papel de la banca de desarrollo, no únicamente como gestor de recursos financieros, sino también como pieza clave a favor del desarrollo de infraestructura energética sustentable. La Metodología es un instrumento operativo que funciona a partir del análisis de información documental como principal insumo y que busca proveer a los tomadores de decisiones de información rápida y precisa acerca del proyecto analizado para su financiamiento. La información que se puede analizar abarca proyectos de energía renovable a gran escala, tomando como punto de inicio el momento en el que se busca el financiamiento y a partir de ahí, lo que sea aplicable en materia de regulación, supervisión y seguimiento de las medidas genéricas de mitigación/compensación de impactos y riesgos en materia primordialmente social.

La metodología se ha propuesto como estándar para otros bancos de desarrollo en México, y se puede consultar aquí:

https://energypedia.info/images/4/4b/MEDIRSErevision_largo.pdf

Figura 50. Portadas del MEDIRSE (arriba) y de la Guía de due diligence técnica para proyectos fotovoltaicos (abajo).



Guía de diligencia técnica para parques solares fotovoltaicos de gran escala

El reporte ‘Guía de Due Diligence Técnica para Proyectos Fotovoltaicos’ publicado por el Banco Mexicano para el Comercio Exterior y la Cooperación Alemania para el Desarrollo Sustentable en México (GIZ) (BANCOMEXT y GIZ 2019) contiene lineamientos técnicos para el desarrollo de un parque solar fotovoltaico de gran escala en México. El capítulo 8 está dedicado específicamente a la gestión de riesgos y cumplimiento normativo en el área ambiental y social.

Reglamento de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE)

La Evaluación Ambiental Estratégica a nivel internacional es reconocida como un instrumento de planeación y

gestión de políticas, programas y planes regionales. Este instrumento permite la incorporación de aspectos ambientales y algunas consideraciones sociales en el proceso de planeación del desarrollo de un sector en una región específica. La EAE se distingue de otros instrumentos de planeación por ofrecer una valoración ex ante a la determinación de proyectos específicos; al evaluar potenciales impactos acumulados en la región; e identificar alternativas estratégicas de desarrollo, con base en las características ambientales y sociales del área de impacto. La elaboración de este instrumento está mandatada en el artículo 19 de la Ley de Transición Energética para ser elaborada por la SEMARNAT en los polígonos identificados con alto potencial de energías limpias por la SENER. Sin embargo, a mediados de 2022, la SEMARNAT no ha elaborado ninguna EAE, ni cuenta con normatividad, disposiciones, o procedimientos para instrumentarla.

El proyecto CER elaboró una propuesta de Reglamento de la Ley de Transición Energética en materia de EAE, para someterla a consideración de la SEMARNAT. En la propuesta se destaca la relevancia y los beneficios de elaborar la EAE.

La propuesta detallada se encuentra en la siguiente liga:

<https://proyectocer.org/propuestas-de-politicas-publicas>

Propuesta de elaboración de un diagnóstico sociocultural del territorio (DSCT)

Se trata de otra recomendación de parte del proyecto CER – Comunidades y Energía. Esta propuesta, a diferencia de la EvIS y la EAE, no es mandato de ley, ni está adjudicada la responsabilidad de su elaboración a una entidad específica. Se basa en el diagnóstico que la información social y cultural acerca del territorio para la toma de decisiones actualmente es insuficiente, se encuentra desarticulada y alejada de las realidades territoriales. Por ello, sugieren crear un diagnóstico que integre distintas visiones y factores sociales y culturales vinculados al territorio, que contribuyan a una planeación y evaluación integral, participativa y previa al desarrollo de proyectos de energía renovable y de infraestructura. Lo que convierte al DSCT en un instrumento esencial para la planeación y el ordenamiento territorial.

Más información: CER 2010 - Propuesta para la creación de un Diagnóstico Sociocultural del Territorio, disponible aquí:

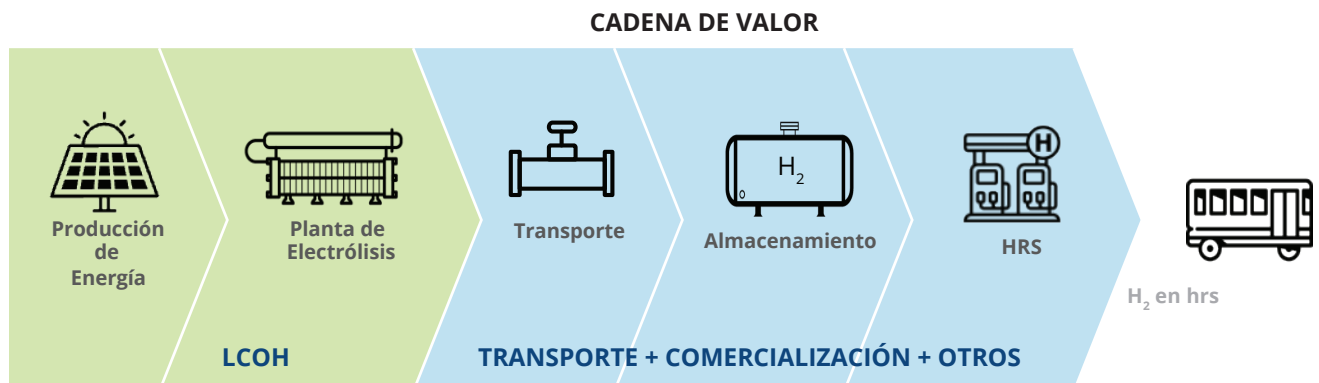
https://proyectocer.org/assets/img/Propuesta-para-la-creaci%C3%B3n-de-un-Diagn%C3%B3stico-Socio-Cultural-del-Territorio_abril-2020.pdf

Anexo 6: Información de transporte

El sector de transporte pesado, por su potencial descarbonización a través de diferentes tecnologías de bajas y/o cero emisiones, ha cobrado relevancia en las conversaciones sobre la descarbonización de la logística a nivel mundial. Se estima que el hidrógeno verde sea protago-

nistas en la transformación de este sector, para ello hay que entender que su cadena de valor se conforma por una serie de eslabones, tal como se puede observar en la Figura 51.

Figura 51. Cadena de valor para la producción, transporte y uso final del hidrógeno en el transporte.

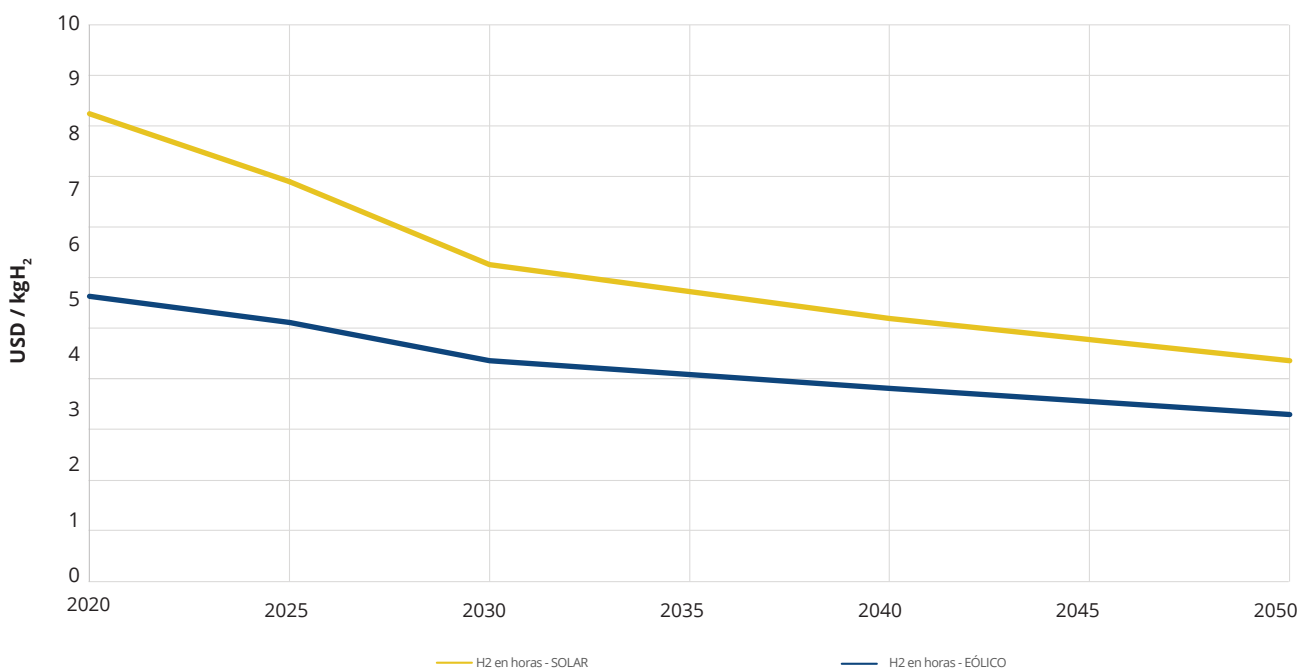


Fuente: Elaboración propia.

De la anterior figura puede verse que el LCOH es solo un componente de los costos que tendría que asumir un usuario final. En la cadena de valor del hidrógeno verde para uso en el transporte debe también considerarse otros cargos relacionados con el transporte, el almacenamiento y la distribución. A partir de la experiencia del equipo consultor de Hincio se estima una relación

de 1.6XLCOH respecto al precio que tendría que pagar un usuario final que hiciera uso del hidrógeno como energético de sus vehículos. Por lo tanto, si se consideran los mejores recursos renovables del estado a partir de la producción de energía eólica y solar, se obtiene una proyección de 2020 a 2050 del hidrógeno verde puesto en la HRS. La Figura 52 muestra dicha proyección.

Figura 52. Costo del hidrógeno en punto de suministro para vehículos (HRS).



Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, para las proyecciones de TCO y paridad de costos mostrados en la sección 5.2.3, fueron empleadas algunas suposiciones en el CAPEX y otras técnicas

que son mostradas en la siguiente tabla por cada una de las tecnologías consideradas en este estudio.

Tabla 9. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable y de hidrógeno.

	Año	ICEV	BEV	FCEV	Fuente
CAPEX (USD)	2020	286,000	840,623	1,050,779	<p>ICEV: https://vehiculo.mercadolibre.com.mx/MLM-801416840-freightliner-nuevo-cascadia-euro-v-modelo-2020-_JM#position=1&type=item&tracking_id=4964f800-97f8-4808-a055-3bc0b91367b6</p> <p>BEV: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/20180725_T%26E_Battery_Electric_Trucks_EU_FINAL.pdf mas información de https://www.tesla.com/semi</p> <p>FCEV: http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:1372698/FULLTEXT01.pdf</p>
	2025	286,000	649,534	811,918	
	2030	286,000	530,956	663,695	
	2040	286,000	402,477	503,096	
	2050	286,000	351,938	439,923	
Eficiencia MJ/100km	Todos los años	941	360	840	<p>Cascadia ICE: https://www.fleetowner.com/running-green/fuel/article/21703965/is-it-truly-possible-for-trucks-to-reach-10-mpg</p> <p>Volvo FE: Calculo Hincio a partir de autnomia y tamaños de batería reportados https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/2020_06_TE_comparison_hydrogen_battery_electric_trucks_methodology.pdf</p> <p>HDV H₂: https://nacfe.org/wp-content/uploads/2020/06/Informational_NACFE_BPS_Truck_White_Paper_Download.pdf</p>
Vida útil (años)	Todos los años	10	10	10	Hincio
Distancia (km/año)	Todos los años	160,000	160,000	160,000	Calculado con información de: http://www.sct.gob.mx/fileadmin/DireccionesGrales/DGP/estadistica/Principales-Estadisticas/PESCT_2019.pdf

Bibliografía

- ammoniaenergy.** (2022). *Hydrogen City & green ammonia from the Port of Corpus Christi*. Retrieved from Hydrogen City & green ammonia from the Port of Corpus Christi
- Banco de Desarrollo de América del Norte.** (2014). *Proyectos de Energía Eólica Ventika & Ventika II en General Bravo, Nuevo León*. Retrieved from <https://www.nadb.org/es/nuestros-proyectos/proyectos-de-infraestructura/proyectos-de-energia-eolica-ventika--ventika-ii-en-general-bravo-nuevo-leon>
- Banco de Desarrollo de América del Norte.** (2017). *Proyecto de Energía Eólica “El Mezquite” en Mina, Nuevo León*. Retrieved from <https://www.nadb.org/es/nuestros-proyectos/proyectos-de-infraestructura/proyecto-de-energia-eolica-el-mezquiteen-mina-en-nuevo-leon->
- BID.** (2019). *Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina*. Retrieved from https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Evoluci%C3%B3n_futura_de_costos_de_las_energ%C3%ADas_renovables_y_almacenamiento_en_Am%C3%A9rica_Latina_es.pdf
- Blanco, H.** (2021). *Hydrogen production in 2050: how much water will 74EJ need?* Retrieved from <https://energypost.eu/hydrogen-production-in-2050-how-much-water-will-74ej-need/#:~:text=Looking%20at%20hydrogen%20production%2C%20the,30.2%20according%20to%20%5B1%5D>.
- BMWK.** (2021). *Funding Guideline for International Hydrogen Projects*. Retrieved from https://www.energyforum.in/fileadmin/user_upload/india/media_elements/Presentations/2021108_German_funding_schemes_for_Green_Hydrogen_Projects/2021108_Funding_Guidelines_for_Int_H2_Projects.pdf
- BNEF.** (2019). *Hydrogen: The economics of production from renewables*.
- ccalogisticsgroup.** (2021). *El 80% del comercio entre México y EU circula por carretera Monterrey-Nuevo Laredo*. Retrieved from <https://www.ccalogistics-group.com/noticia/el-80-del-comercio-entre-mexico-y-eu-circula-por-carretera-monterrey-nuevo-laredo/>
- CIAD, C. d.** (2016). *Carbon Tax in Mexico and Progressivity: an analytical review*. CMX.
- COFECE.** (2019). *Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)*. Retrieved from <https://www.cofece.mx/consulta-documento-cel/>
- CONAGUA.** (2014). *Vedas, Reservas y Reglamentos de Aguas Nacionales Superficiales*. Retrieved from <https://www.gob.mx/conagua/documentos/vedas-reservas-y-reglamentos-de-aguas-nacionales-superficiales#:~:text=Vedas%2C%20reservas%20y%20reglamentos%20son,al%20otorgamiento%20de%20nuevas%20concesiones.&text=Zona%20reglamentada>.
- CONAGUA.** (2017). <https://www.gob.mx/conagua/articulos/que-es-el-agua-renovable?idiom=es>. Retrieved from <https://www.gob.mx/conagua/articulos/que-es-el-agua-renovable?idiom=es>
- CONAGUA.** (2022). *Estadísticas del Agua en México - 2021*. Retrieved from http://sina.conagua.gob.mx/publicaciones/EAM_2021.pdf
- Congress website.** (2021). *Infrastructure Investment and Jobs Act, U.S.*. Retrieved from <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/3684/text>
- CRE.** (2022). *Consulta las memorias de cálculo de las tarifas eléctricas*. Retrieved from <https://www.gob.mx/cre/articulos/consulta-las-memorias-de-calculo-de-las-tarifas-electricas?state=published>
- CRE.** (2022). <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>. Retrieved from <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>
- Data Nuevo León.** (2022). *Datos de Nuevo León*. Retrieved from <http://datos.nl.gob.mx/>
- David Severin, R., Martin, R., & Detlef, S.** (2017). *Methodological Framework for Determining the Land*. arXiv.
- Diario Oficial de la Federación.** (2020). *REGLAS Generales de Comercio Exterior para 2020*. Retrieved from https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5595824&fecha=30/06/2020#gsc.tab=0
- Digital MTY.** (2021). *Inauguran planta de energía solar en Galeana*. Retrieved from <https://playersoflife.com/monterrey/inauguran-planta-de-energia-solar-en-galeana/>

- Eagle Ford Shale.** (2017). *More Texas Pipelines Needed*. Retrieved from <https://eaglefordshale.com/efs-news/more-texas-pipelines-needed>
- EIA.** (2022, March 30). *Wind explained*. Retrieved from U.S Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/where-wind-power-is-harnessed.php#:~:text=Wind%20power%20plants%20require%20careful%20planning&text=Good%20places%20for%20wind%20turbines,%20for%20utility%20scale%20turbines>.
- Engerer, H. a.** (2010). Natural Gas Vehicles: An Option for Europe. In H. a. Engerer, *Natural Gas Vehicles: An Option for Europe*, Energy Policy (pp. 1017-1029). Elsevier.
- FCH.** (2020). *Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans*.
- FCHEA.** (2022). *Fuel Cell and Hydrogen Energy Association*. Retrieved from <https://www.fchea.org/>
- Flores, L.** (2022). *AMLO: Nuevo León debe dar prioridad al consumo doméstico del agua no a empresas*. Retrieved from <https://www.eleconomista.com.mx/estados/AMLO-Nuevo-Leon-debe-dar-prioridad-al-consumo-domestico-del-agua-no-a-empresas-20220627-0036.html>
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.** (2019). *Hydrogen Roadmap Europe*. Retrieved from https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf
- GasolinaMX.** (2022). *PRECIO GASOLINA EN NUEVO LEÓN*. Retrieved from <https://www.gasolinamx.com/estado/nuevo-leon>
- GIZ.** (2021). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación*. CDMX.
- Global Solar Atlas.** (2022). *Global Solar Atlas*. Retrieved from <https://globalsolaratlas.info/map?c=11.523088,8.173828,3>
- Global Wind Atlas.** (2022). *Global Wind Atlas*. Retrieved from <https://globalwindatlas.info/>
- Gobierno de México.** (2022). *Ley de Aguas Nacionales*. Retrieved from <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Documentos/Federal/pdf/wo83103.pdf>
- HINICIO.** (2021). *Diagnostic for green Hydrogen as Energy Vector in México*. (p. 31). Ciudad de México: GIZ.
- Hinicio.** (2021). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- iccedenuevolaredo.** (2021). *Prontuario Socioeconómico Binacional 2021*. Retrieved from <http://www.iccedenuevolaredo.org/prontuario/>
- IEA.** (2019). *The Future of Hydrogen*. Retrieved from https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- Index Mundi.** (2022). *Diesel Monthly Price - Mexican Peso per Gallon*. Retrieved from <https://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=diesel&months=120¤cy=mxn>
- INIMET.** (2010). *AGUA PARA USO EN LABORATORIOS*. Retrieved from <https://www.redalyc.org/pdf/2230/223017807002.pdf>
- IRENA.** (2020). *Green Hydrogen Cost reduction*. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>
- Janssen, R.** (2021). *Green hydrogen – nobody seems to want to talk about water*. Retrieved from <https://energydemand.com/2021/03/13/green-hydrogen-nobody-seems-to-want-to-talk-about-water/>
- McKinsey Sustainability.** (2021). *Houston as the epicenter of a global clean-hydrogen hub*. Retrieved from <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/houston-as-the-epicenter-of-a-global-clean-hydrogen-hub>
- Ministerio de Energía de Chile.** (2020). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. Retrieved from https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- MIT.** (2013). *As of September 30, 2016, the Carbon Capture and Sequestration Technologies program at MIT has closed. The website is being kept online as a reference but will not be updated*. Retrieved from https://sequestration.mit.edu/tools/projects/port_arthur.html
- Observatorio de Transición Energética de México.** (2022). *Centrales Eléctricas*. Retrieved from https://ob-trenmx.org/centrales_elec

- PAOT.** (2002). *Consejos de Cuenca: Objetivos y funciones*. Retrieved from https://paot.org.mx/centro/ine-semarnat/informe02/estadisticas_2000/compendio_2000/03dim_ambiental/03_02_Agua/data_agua/RecuadroIII.2.3.1.htm#:~:text=Los%20Consejos%20de%20Cuenca%20se,de%20la%20respectiva%20cuenca%20hidrol%C3%B3gica.
- PEMEX.** (2018). *Libro Blanco 3. Suministro de Hidrógeno en Refinería Miguel Hidalgo, en Tula de Allende, Hidalgo*.
- PEMEX.** (2020). *Anuario estadístico 2020*.
- Pillot, B., Al-Kurdi, N., Gervet, C., & Linguet, L.** (2020). An integrated GIS and robust optimization framework for solar PV plant planning scenarios at utility scale. *Applied Energy* vol. 260.
- Publication Office EU.** (2018). *Technology pathways in decarbonisation scenarios*. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf
- Ryberg, D., Robinius, M., & Stolten, D.** (2018). Evaluating Land Eligibility Constraints of Renewable Energy Sources in Europe. *Energies* vol. 11, 1246.
- S&P Global.** (2022). *Plug Power, New Fortress Energy to bring green hydrogen plant to Texas coast*. Retrieved from <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/080522-plug-power-new-fortress-energy-to-bring-green-hydrogen-plant-to-texas-coast>
- Samsatli, S., Staffell, I., & Samsatli, N.** (2016). Optimal design and operation of integrated wind-hydrogen-electricity networks for decarbonising the domestic transport sector in Great Britain. *International Journal of Hydrogen Energy*, 447-475.
- Sandia National Laboratories.** (2021). *Overview of federal regulation for hydrogen technologies in the US*.
- Secretaría de Economía de Nuevo León.** (2022). *N.L. Consumo de Electricidad en Gigawatts*. Retrieved from <http://datos.nl.gob.mx/1407-2/>
- Secretaría de Economía de Nuevo León.** (2022, Octubre). *Sector Energético en Nuevo León: Datos Descriptivos*.
- SEMARNAT.** (2018). *Informe de la Situación del Medioambiente en México*. Retrieved from <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/informe18/tema/cap6.html#tema1>
- Sempra.** (2022). *Sempra Infrastructure and Energy Texas to Advance Renewable Energy and Supply Resiliency*. Retrieved from <https://www.sempra.com/sempra-infrastructure-and-energy-texas-advance-renewable-energy-and-supply-resiliency>
- SICM.** (2019). *Volumen de producción y comercio exterior del amoniaco (Toneladas)*. Ciudad de México.
- SINA.** (2021). *Disponibilidad de los acuíferos 2020*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=acuiferos&ver=mapa>
- SINA.** (2021). *Indicadores de calidad del agua superficial 2020*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=calidadAgua&ver=mapa&o=7&n=nacional>
- SINA.** (2021). *Indicadores de calidad del agua superficial 2020*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=calidadAgua&ver=mapa&o=7&n=nacional>
- SINA.** (2022). *Disponibilidad de cuencas hidrológicas 2021*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=cuencas&ver=mapa>
- SINA.** (2022). *Zonas de pago de derechos de agua subterránea 2022*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=acuiferos&ver=mapa&o=5&n=nacional>
- SINA.** (2022). *Zonas de pago de derechos de agua superficial 2022*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=cuencas&ver=mapa&o=1&n=nacional>
- somosindustria.** (2022). *Mapa parques industriales, monterrey*. Retrieved from <https://www.somosindustria.com/ver/mapa/monterrey/back/>
- (2010).** *The Contribution of Natural Gas Vehicles to Sustainable Transport*. Paris: International Energy Agency.
- Tianyue, H., Saige, W., Qing, Y., & Jiashuo, L.** (2018). A GIS-based assessment of large-scale PV potential in China. *Energy Procedia* vol. 152, 1079-1084.
- VanguardiaMX.** (2022, 10 16). *Vanguardia*. Retrieved from Vanguardia: <https://vanguardia.com.mx/coahuila/por-menos-contaminacion-y-ahorro-taxis-y-rutas-urbanas-de-saltillo-usaran-gas-natural-YF4645625>
- Wang, M.** (2002). Fuel choices for fuel-cell vehicles: well-to-wheels energy and emission impacts. *Journal of Power Sources*, 307-321.

