

HIDRÓGENO VERDE Y EL POTENCIAL PARA URUGUAY

Insumos para la elaboración de
la Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde de Uruguay

Pablo Ferragut
Federico Goldenberg
Cecilia Correa
Christiaan Gischler

HIDRÓGENO VERDE Y EL POTENCIAL PARA URUGUAY

Insumos para la elaboración de la Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde de Uruguay

Este documento se basa en los Insumos para la elaboración de la Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde elaborados por McKinsey & Company de acuerdo con el contrato C-RG-T3777-P001 con el BID con el apoyo de la Dirección Nacional de Energía y el BID. Se agradece especialmente todo el trabajo realizado y conocimiento compartido por: Wilson Sierra, Martin Scarone y Noelia Medina de la Dirección Nacional de Energía; María José González del Ministerio de Industria, Energía y Minería; los equipos de UTE, ANCAP y McKinsey & Company; y Éric Daza, Roberto Aiello y Michelle Hallack del BID por la revisión técnica del documento.

Copyright © [2022] Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.





El Hidrógeno (H_2) verde se presenta como una de las alternativas de descarbonización más relevantes, en particular en aquellos sectores cuyas emisiones son difíciles de abatir. El mismo se obtiene a partir de la electrólisis de la molécula de agua, utilizando energía renovable.

Se espera que en los próximos años la demanda de H_2 verde a nivel global crezca de manera acelerada. **El desarrollo tecnológico y la implementación de acciones de política para avanzar en la descarbonización de las economías en el marco del Acuerdo de París, serán los impulsores que marcarán el ritmo de la evolución del mercado del H_2 verde** y abrirán ventanas de oportunidad para aquellos países capaces de abastecer esta demanda

de forma competitiva. Uruguay, por la calidad de sus recursos naturales, las características de su matriz energética, las capacidades generadas en el proceso de transición de la matriz eléctrica, la logística desarrollada y la confiabilidad del país para recibir inversiones, se perfila con un gran potencial en la economía del H_2 verde.

El presente documento es el primero de una serie de dos entregas que tiene como objetivo principal resumir y poner a disposición los resultados obtenidos del análisis técnico sobre la oportunidad que el H_2 verde podría representar para Uruguay.

El análisis técnico original fue realizado por la consultora McKinsey & Company, y se desarrolló en estrecha colaboración con el Ministerio de

Industria, Energía y Minería; UTE; ANCAP; y con el financiamiento y apoyo técnico del BID; y contó con el apoyo y aportes técnicos del Ministerio de Economía y Finanzas, Ministerio de Transporte y Obras Públicas; la Administración Nacional de Puertos; la Agencia Nacional de Innovación e Investigación; Uruguay XXI; el sector privado, la academia y la sociedad civil a través de diversas mesas de trabajo.

El estudio realizado permitió evaluar de forma preliminar la competitividad de Uruguay en el mercado de H_2 , amoníaco, metanol y jet-fuel verde, entre otros; bajo distintos escenarios de demanda, en mercados de destino seleccionados (EEUU, Reino Unido, Unión Europea, búnkers internacionales y el mercado doméstico).



Los principales resultados muestran que **Uruguay, en función de sus recursos energéticos renovables, podría producir H₂ verde en el entorno de 1,2 a 1,5 USD/kgH₂ al año 2030**, según la región del país que se considere. Estos valores se encuentran dentro de un rango competitivo internacionalmente. En función de las condiciones de competitividad del país, los escenarios de demanda y la captura de mercado considerados, **se estima que el mercado potencial de exportaciones podría ascender aproximadamente a los 1.300 millones de dólares anuales al 2040, impulsado principalmente por el combustible jet sintético**

(58%), el H₂ verde (26%) y los combustibles marítimos sintéticos, fundamentalmente metanol (14%). La producción de combustibles sintéticos en el país posee la ventaja de disponer de CO₂ biogénico. Por su parte, **el mercado doméstico se estima que podría ascender a los 750 millones de dólares anuales de dólares para el 2040, impulsado principalmente por la demanda de H₂ para transporte de carga terrestre (48%).**

El desarrollo de la cadena de valor del H₂ verde en el país podría requerir una producción anual cercana al millón de toneladas de H₂ verde, la instalación de

10 GW de potencia de electrolizadores, necesidades de inversión en el entorno de los 19.000 millones de dólares y más de 34.000 puestos de trabajo directo hasta el año 2040.

La magnitud de las oportunidades y el potencial transformador del desarrollo de H₂ verde en el país, implica que aprovecharlas requiera prepararse de forma estratégica, creando una visión consensuada de largo plazo que establezca líneas de trabajo y trascienda los períodos de gobierno; considerando aspectos tales como el desarrollo de la infraestructura, el talento y las capacidades locales, entre otros.

La oportunidad del H₂ verde al 2040



COSTO DE PRODUCCIÓN (2030)

H₂ VERDE
1,2 A 1,5 USD/KgH₂



MERCADO POTENCIAL

MERCADO POTENCIAL DE EXPORTACIONES

1.300 MILLONES USD

14%
COMBUSTIBLES MARÍTIMOS SINTÉTICOS

26%
H₂ VERDE

58%
JET-FUEL SINTÉTICO

MERCADO DOMÉSTICO

750 MILLONES USD

48%
H₂ CON DESTINO A
TRANSPORTE DE CARGA
PESADA TERRESTRE



REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD

10 GW DE POTENCIA
DE ELECTROLIZADORES

20 GW DE ENERGÍA
RENOVABLE



REQUERIMIENTOS DE PRODUCCIÓN

1 MILLÓN DE TONELADAS
PRODUCCIÓN ANUAL
DE H₂ VERDE



NECESIDADES DE INVERSIÓN

~ 19.000
MILLONES DE
DÓLARES



PUESTOS DE TRABAJO DIRECTO

+ 34.000 PUESTOS

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	3	METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS	21	DEMANDA	40
ABREVIATURAS	7	Los costos	22	Demanda externa	41
INTRODUCCIÓN	8	Los escenarios de demanda	23	Los potenciales mercados de destino	
LA CADENA DE VALOR DEL H₂ VERDE	10			El tamaño del mercado de H ₂ y NH ₃ en las regiones seleccionadas	
La producción de H ₂	11	SÍNTESIS DE LOS RESULTADOS	25	El mercado total abordable (TAM) de H ₂ y NH ₃ para Uruguay	
La electrólisis del agua	12	El costo de producción de la electricidad y el H ₂ verde	26	El mercado total abordable (TAM) de jet-fuel verde para Uruguay	
Transporte y almacenamiento de H ₂	13	La calidad de los recursos renovables en el país	27	El mercado total abordable (TAM) de metanol como combustible para transporte marítimo	
Los usos finales del H ₂ y sus derivados	14	El costo del H ₂ verde	32	La demanda interna	49
Usos directos		Los costos de configuración del H ₂ verde	34		
Producción de derivados		Gran escala		NECESIDADES DE INVERSIÓN Y CAPITAL HUMANO	53
Combustibles sintéticos		Pequeña escala		Los desafíos de prepararse para la economía del H ₂ verde	55
La captura de CO ₂		Los costos de conexión a la red			
EL MERCADO DE H₂	18	La producción de derivados	38	CONCLUSIONES	56
El mercado actual del H ₂	19	Amoníaco (NH ₃)		REFERENCIAS	59
El mercado potencial del H ₂	20	Combustibles sintéticos (metanol y jet-fuel)	38	ANEXOS	60
La oportunidad para Uruguay en la economía del H ₂ verde	20	Metanol			
		Jet-Fuel			

ABREVIATURAS

ADME: Administración del Mercado Eléctrico

ANCAP: Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland

AR6: Sexto Informe de Evaluación del IPCC

Bar: Unidad de presión equivalente a 0,9869 atmósferas

CA/AC: Corriente alterna

CAPEX: Gastos de capital de una inversión

CC/DC: Corriente Continua

CMNUCC: Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático

CO: monóxido de carbono

COPs: Conferencias de las Partes

DAC: Captura de CO₂ directa desde el aire (por sus siglas en inglés)

DRI: Hierro de Reducción Directa (por sus siglas en inglés)

EEUU: Estados Unidos de América

E-fuel: Combustible sintético producido a base de electricidad

FCEV: Vehículo impulsado por celda de combustible a hidrógeno (por sus siglas en inglés)

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GNL: Gas Natural Licuado

°C: Grados Celsius

Gt: Gigatonelada

GW: Gigavatio

HEFA: Combustible de ésteres y ácidos grasos hidroprocesados (por sus siglas en inglés)

HFO: Fuel Oil Pesado (por sus siglas en inglés)

H₂: Hidrógeno

IATA: Asociación Internacional del Transporte Aéreo

IEA: Agencia Internacional de la Energía

IRENA: Agencia Internacional de Energías Renovables

IPCC: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático

kWDC = kWCC: abreviatura de: Kilo-vatios corriente continua

LCOE: Costo nivelado de la energía

LCOH: Costo nivelado del hidrógeno

LOCH: Portador Orgánico Líquido de Hidrógeno (por sus siglas en inglés)

LH₂: Hidrógeno líquido

m/s: Metros por segundo

MCI: Motores de Combustión Interna

MGO: Gas-Oil Marítimo

Mt: millones de toneladas

MW: Megavatio

MWh: Megavatio hora

MWhAC = MWhCA: abreviatura de: Mega-vatios hora de corriente alterna

NDCs: Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional

NH₃: Amoníaco

OMI: Organización Marítima Internacional

OPEX: Gastos de operación y mantenimiento de un activo

PM: Material particulado

PV: Fotovoltaica

SAF: Combustibles de aviación sostenibles

TAM: Mercado total abordable

TOC: Costo total de propiedad

Ton: Tonelada

TRL: Nivel de Madurez de la Tecnología (por sus siglas en inglés)

TW: Tera-vatios

USD: Dólares Americanos

UTE: Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas

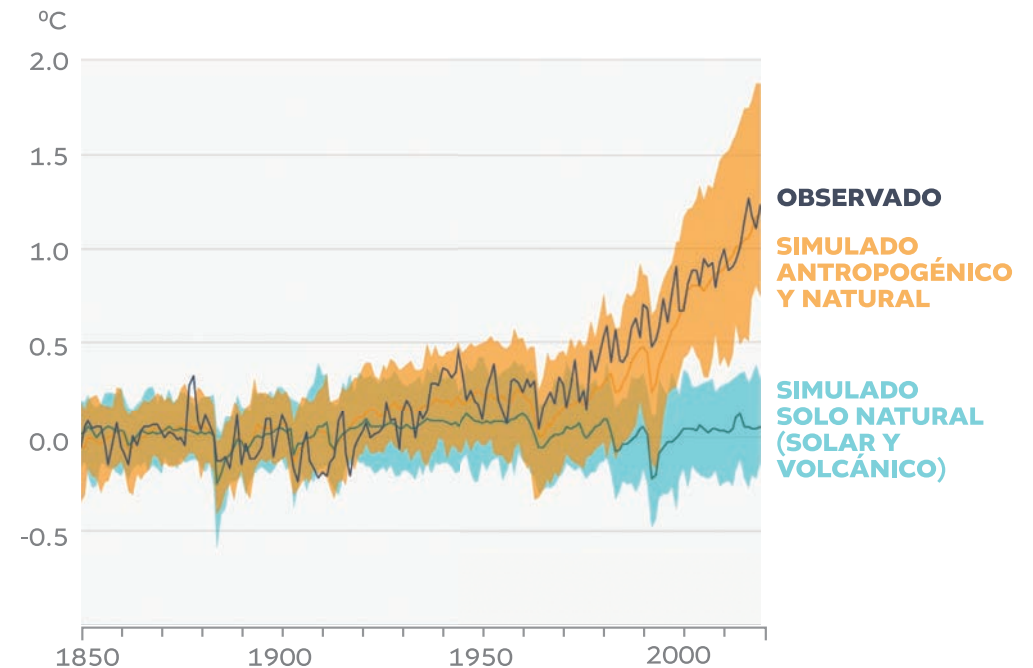
WACC: Tasa de costo del capital promedio

INTRODUCCIÓN

Los impactos actuales y esperados del cambio climático sobre el ambiente y las personas, principalmente sobre las economías más vulnerables, lo posicionan como uno de los desafíos más relevantes y urgentes del siglo XXI.

El Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC), en su último informe de evaluación (AR6) plantea que este proceso es inequívocamente causado por la actividad humana y estima, entre otros impactos, **que la temperatura promedio en la superficie de la Tierra ha aumentado aproximadamente 1°C desde el siglo XIX**, y que dicha tendencia se está acelerando (IPCC, 2021, p.5). El Acuerdo de París, firmado en 2015 durante la 21ª Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), y ratificado por casi todos los países del mundo, establece el compromiso de mantener el aumento de la temperatura promedio global muy por debajo de los 2°C respecto a los niveles pre-industriales (CMNUCC – Acuerdo de París, 2015, art.2). En el marco de dicho Acuerdo, los países deben establecer compromisos vinculantes de reducción de sus niveles de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), denominados Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés). Dichos compromisos se reportan cada 5 años con una aspiración creciente. Hoy en día, más de 70 países, incluyendo a algunos de los mayores emisores (ONU, 2022), han comprometido ser neutros en emisiones GEI al 2050.

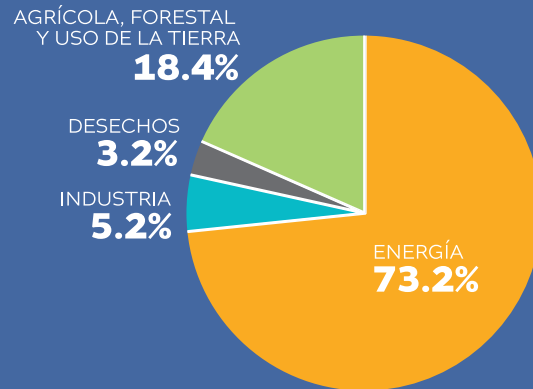
Cambios en la temperatura global de la superficie terrestre Promedio anual observado y simulado



Fuente: IPCC (2021, p.6)

El incremento de la temperatura global es generado por el aumento de la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera terrestre. Actualmente se estima que el **73% de las emisiones GEI están vinculadas al uso de energía** (Ritchie, Roser y Rosado, 2020), en particular a la quema de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural). Por otra parte, **alrededor del 80%** (REN21, 2022, p.37) del abastecimiento de energía primaria a nivel global proviene de los combustibles fósiles.

Emisiones Mundiales de GEI por Sector

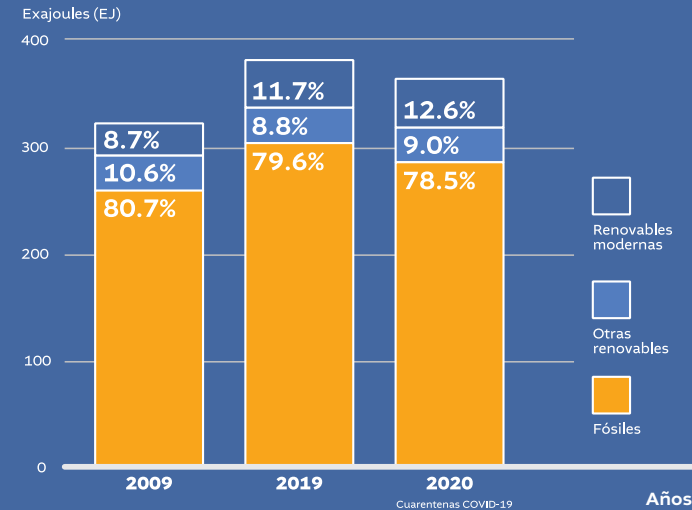


Fuente: Ritchie, Roser y Rosado (2020)

El uso de energía se vincula directamente al desarrollo económico. Por lo tanto, seguir impulsando el desarrollo social e inclusivo implica necesariamente una transformación masiva y acelerada en la forma en que proveemos y utilizamos la energía. En este contexto, el H₂ verde se posiciona como una importante alternativa para la descarbonización, en particular, en aquellos sectores cuyas emisiones son difíciles de abatir.

Esta serie de documentos y sus anexos tienen como finalidad resumir y poner a disposición los resultados obtenidos del análisis técnico sobre la oportunidad que el H₂ verde podría representar para Uruguay. Esta primera entrega pone el

% Fósiles en el Abastecimiento Energético Mundial



Fuente: REN21 (2022, p.37)

foco en los factores de mercado, la competitividad de la producción de H₂ verde y algunos de sus principales derivados, los potenciales escenarios de demanda y las necesidades de inversión en infraestructura y desarrollo de talento. La segunda entrega pone el foco en los habilitadores para el desarrollo de proyectos de inversión.

El análisis técnico original fue realizado por la consultora McKinsey & Co, con el financiamiento del BID de acuerdo con el proceso RG-L3777-P001 y en estrecha colaboración diversos ministerios, entes autónomos, otros organismos estatales y representantes del sector privado.

1

La cadena de valor del H_2 verde

El H_2 es el elemento más abundante en el Universo y tiene una alta densidad calórica por unidad de masa. Su combustión no contribuye a aumentar la concentración de GEI en la atmósfera, es muy versátil -capaz de aplicarse a diversos usos energéticos e industriales-, y existe un mercado industrial bien establecido con vasta experiencia en su manejo.

Sin embargo, el H_2 generalmente está asociado a alguna molécula como, por ejemplo, el agua (H_2O) o compuestos de carbono. Por lo tanto, para obtener H_2 es necesario separarlo.

La Producción de H₂

Existen diversas formas de obtener hidrógeno. A continuación se destacan tres de ellas que presentan notorias diferencias en relación al impacto ambiental

H₂ Gris

Se obtiene a través del reformado de gas natural (metano o CH₄) con vapor de agua (H₂O). Es la forma más utilizada hoy en día y tiene una alta huella de carbono, ya que todo el dióxido de carbono (CO₂) resultante de la separación se libera a la atmósfera.



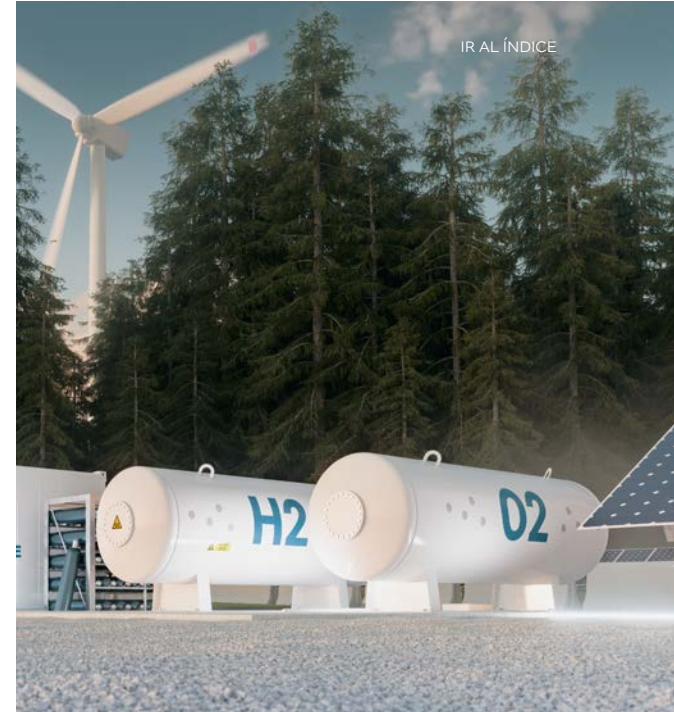
H₂ Azul

Se obtiene de la misma manera que el H₂ gris, sin embargo, se captura la mayor parte del CO₂ resultante del proceso de separación para su reutilización o almacenamiento, por lo que se lo considera bajo en emisiones. Lógicamente el proceso es más complejo e intensivo en el uso de energía, por lo que también es más caro.



H₂ Verde

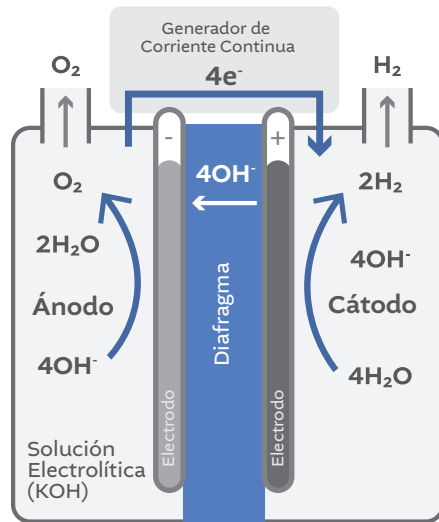
Se obtiene mediante la electrólisis del agua (H₂O), aplicándole energía eléctrica obtenida de fuentes renovables. El resultado es H₂ y O₂ (Oxígeno) no generando impacto sobre la concentración de GEI en la atmósfera.



Si bien actualmente es más caro, en general, producir H₂ verde que H₂ gris, el H₂ verde ya se encuentra cerca de ser competitivo en aquellas regiones en las que se alinean condiciones favorables (IRENA, 2020, p.17). Se espera que la acelerada caída en el costo de las energías renovables, la evolución de la tecnología de los electrolizadores y la implementación de los compromisos de descarbonización, continúen cerrando esa brecha de costos.

La Electrólisis del Agua

Este proceso requiere utilizar grandes cantidades de energía y una celda de electrólisis que permite separar la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno. Actualmente, existen diversas tecnologías de electrólisis, en base a diferentes principios y características, que se visualizan con potencial para ser escaladas. En el caso de la tecnología Alcalina y PEM, si bien presentan grandes oportunidades de mejora, ya se encuentran en fase comercial.

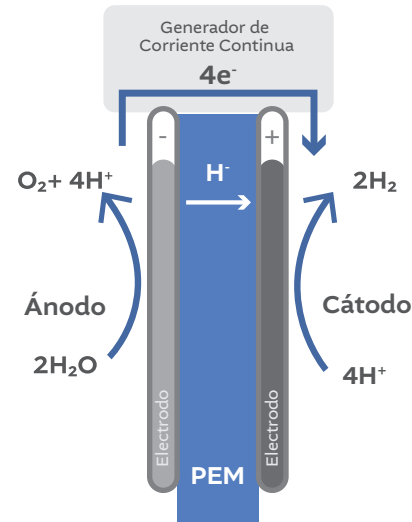


Ánodo: $4\text{OH}^- \longleftrightarrow 2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 + 4\text{e}^-$

Cátodo: $4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \longleftrightarrow 2\text{H}_2 + 4\text{OH}^-$

La electrólisis alcalina

es la tecnología más desarrollada y utilizada a nivel comercial actualmente. La reacción se produce a bajas temperaturas (70-90°C) y es muy confiable aunque no es el proceso más eficiente.

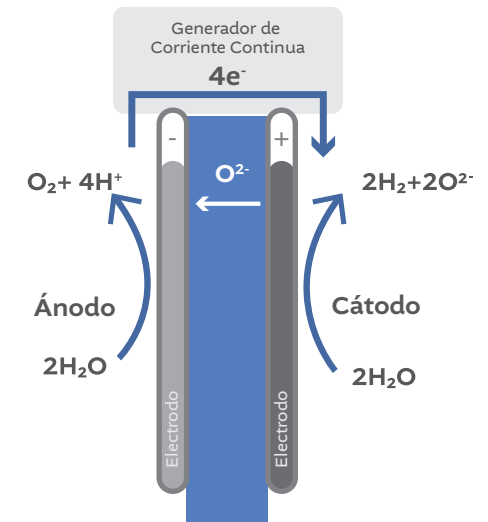


Ánodo: $2\text{H}_2\text{O} \longleftrightarrow \text{O}_2 + 4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$

Cátodo: $4\text{H}^+ + 4\text{e}^- \longleftrightarrow 2\text{H}_2$

La electrólisis por membrana de intercambio de protones (PEM)

es más eficiente que la alcalina, trabaja a las mismas temperaturas y responde muy bien a las variaciones (algo favorable para el uso de energías renovables), aunque tiene la desventaja de que utiliza metales nobles, más costosos y difíciles de obtener.



Ánodo: $2\text{O}^{2-} \longleftrightarrow \text{O}_2 + 4\text{e}^-$

Cátodo: $2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \longleftrightarrow 2\text{H}_2 + 2\text{O}^{2-}$

La electrólisis con celda de óxido sólido (SOEC)

es un proceso mucho más eficiente que los anteriores, aunque debe operar a altas temperaturas (600°C – 850°C), es menos flexible a las variaciones y su tecnología aún no alcanza la madurez.

Transporte y Almacenamiento de H₂

El H₂ es un gas poco denso en términos de la energía contenida por volumen. Por lo tanto, para transportarlo de manera conveniente será necesario comprimirlo, licuarlo, o convertirlo en otras moléculas.









Los distintos modos de transporte del H₂ presentan diferentes desafíos y grados de madurez, aunque, en general, actualmente el H₂ se produce en el lugar en que se utiliza. La configuración más adecuada de transporte y almacenamiento dependerá de diversas características como la distancia, los volúmenes, etc. El transporte y almacenamiento del H₂ representa uno de los principales desafíos tecnológicos en la cadena de valor.

El transporte por gasoductos tiene como ventaja que no requiere conversión del H₂, sin embargo, existen desafíos a nivel de los materiales de construcción. En general, la infraestructura actual de ductos no es fácilmente adaptable para el transporte de H₂. Sin embargo, es una forma económica de transportar y almacenar grandes volúmenes de H₂.

La licuefacción del H₂ -llevar el gas a estado líquido mediante la reducción de su temperatura- requiere llevar y mantener el gas a -253°C, para lo que se necesita grandes cantidades de energía y un excelente aislamiento térmico.

El transporte en forma de amoníaco (NH₃) o de portadores de H₂ orgánico líquido (LOHC por sus siglas en inglés) agrega un paso más al proceso, ya que es necesario convertir el H₂ en NH₃ o en LOHC en el origen y luego hacer el proceso inverso en el punto de destino, si es que se quiere utilizar en su forma de H₂. Sin embargo, la mayor ventaja radica en que ya existe una cadena de valor madura y global en el transporte del amoníaco, debido a que es la principal materia prima para la producción de fertilizantes. A su vez, el NH₃ verde (producido en base a H₂ verde) puede ser utilizado directamente. Por otra parte, el transporte de LOHC tampoco requiere grandes conversiones en la infraestructura.

Formas de Transporte del Hidrógeno

			
DUCTOS	LIQUEFACCIÓN (LH ₂)	AMONÍACO	PORTADORES ORGÁNICOS LÍQUIDOS DE H ₂ (LOHC)
Se transporta el H ₂ , presurizado	Se lleva el H ₂ a estado líquido reduciendo su temperatura a -253°C	Se convierte el H ₂ en NH ₃ mediante el proceso Haber-Bosch	Conversión química para almacenar H ₂ en fluidos fácilmente transportables (ej. Metilciclohexano -MCH-)
Se transporta por ductos, en general los gasoductos existentes no son compatibles para transportar H ₂ presurizado	Transporte en tanques criogénicos, térmicamente súper aislados	Infraestructura y logística existente para el transporte de NH ₃	Infraestructura y logística existente para el transporte de LOHC
No se requiere reconversión ya que se transporta directamente el H ₂	Se debe vaporizar el H ₂ líquido para llevarlo a estado gaseoso antes de su utilización	Se debe separar nuevamente el H ₂ para su utilización, aunque el NH ₃ también se puede utilizar directamente	Se debe separar nuevamente el H ₂ para su utilización
Madurez 	Madurez 	Madurez 	Madurez 

Fuente: Basado en McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Los usos finales del H₂ y sus derivados

El H₂ puede ser utilizado de diversas formas, tanto de forma directa como indirecta en distintos derivados. En general, el H₂ se utiliza actualmente a través de sus derivados.

USOS DIRECTOS



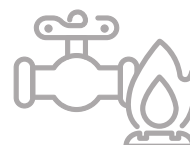
Transporte y Movilidad

En todo tipo de vehículos, tanto de transporte livianos como pesados o de trabajo como tractores o camiones de minería, alimentados por celdas de combustibles¹. Por sus características respecto a autonomía, peso, tiempos de recarga, etc. se estima que los vehículos impulsados a H₂ con celdas de combustible tienen un mayor potencial en el transporte terrestre pesado y de larga distancia.



Almacenamiento / Generación de electricidad

En particular, como forma de almacenamiento de energías renovables, produciendo H₂ en momentos en que no es posible despachar a la red y utilizándolo para generar electricidad cuando no hay disponibilidad del recurso renovable.



Mezcla en redes de gas natural

El gas natural (compuesto principalmente por metano -CH₄-) puede mezclarse con H₂ en las redes de transporte y distribución. El % máximo tolerable de mezcla dependerá de los materiales de las tuberías, la capacidad de los compresores y los aparatos para el uso final, entre otros factores. Se estima que podría mezclarse hasta 20% de H₂ en el gas natural en volumen (7% en energía), sin alterar significativamente el equipamiento de uso final (ENA, 2021, p.17).



Usos industriales

Actualmente uno de los principales usos del hidrógeno es en la refinación de petróleo, fundamentalmente en los procesos en los que se reduce el contenido de azufre de los combustibles (desulfurización). Por otra parte, el H₂ verde tiene un gran potencial para ser utilizado en el procesamiento de hierro, a través de la reducción directa (DRI, por sus siglas en inglés), contribuyendo a la descarbonización de este sector. El H₂ también puede utilizarse para la generación de calor industrial.

¹ Una celda de combustible es un dispositivo, similar al electrolizador, pero que realiza el proceso inverso. Al ser alimentada con dos corrientes, una de H₂ y otra de O₂ (generalmente proveniente del aire), estos elementos se unen formando vapor de agua y generando una corriente eléctrica que se aprovecha para movilizar el vehículo.

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS

Combustibles sintéticos

El H_2 puede combinarse con dióxido de carbono (CO_2) para producir combustibles sintéticos, similares a los hidrocarburos fósiles. Si el CO_2 utilizado es tomado de una fuente renovable, por ejemplo, la biomasa sustentable, entonces se obtiene un combustible neutro en emisiones. Uruguay dispone de CO_2 biogénico, asociado a establecimientos industriales, lo cual representa una ventaja competitiva para la producción de combustibles sintéticos.

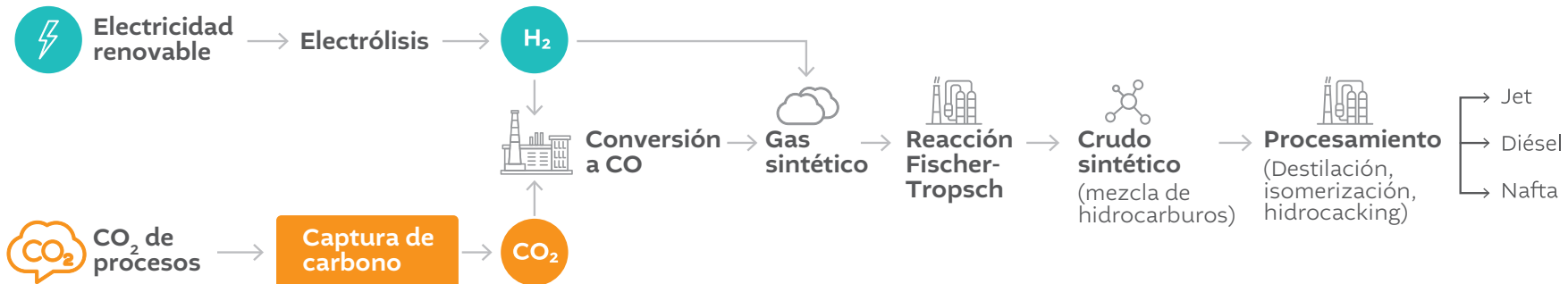
Combustible de aviación (jet-fuel)

Es un queroseno que se utiliza en las turbinas de los aviones con propulsión jet, los utilizados en la aviación comercial. La producción de jet-fuel sintético se realiza mediante el proceso Fischer-Tropsch, que requiere una alta estabilidad.

Usos

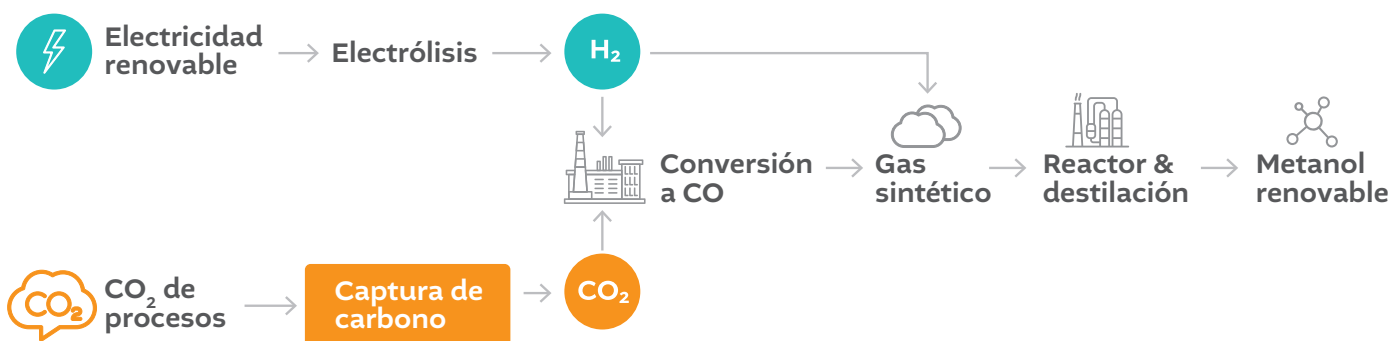
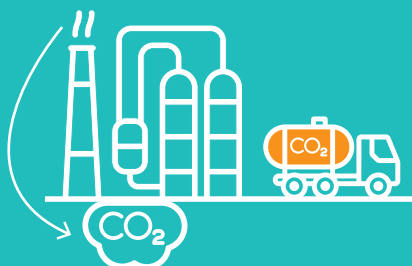


RUTA FISCHER-TROPSCH



Metanol (CH_3OH)

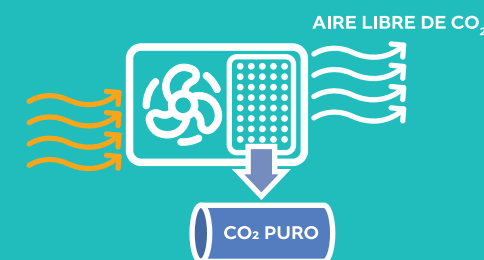
Es un alcohol, que puede utilizarse como combustible en motores de combustión interna y que se lo visualiza con muy buen potencial para el uso en el transporte marítimo.

Usos**RUTA DEL METANOL****La Captura de CO_2** **Fuentes industriales:**

Se captura el CO_2 de los gases de salida de un proceso industrial de combustión. El método más utilizado actualmente es el de absorción con aminas que permiten capturar entre el 75% y el 95% del CO_2 (IECM, 2019, p.10). Para ser verde, el CO_2 capturado debe provenir de la quema de un producto no fósil como la biomasa.

Captura directa del aire

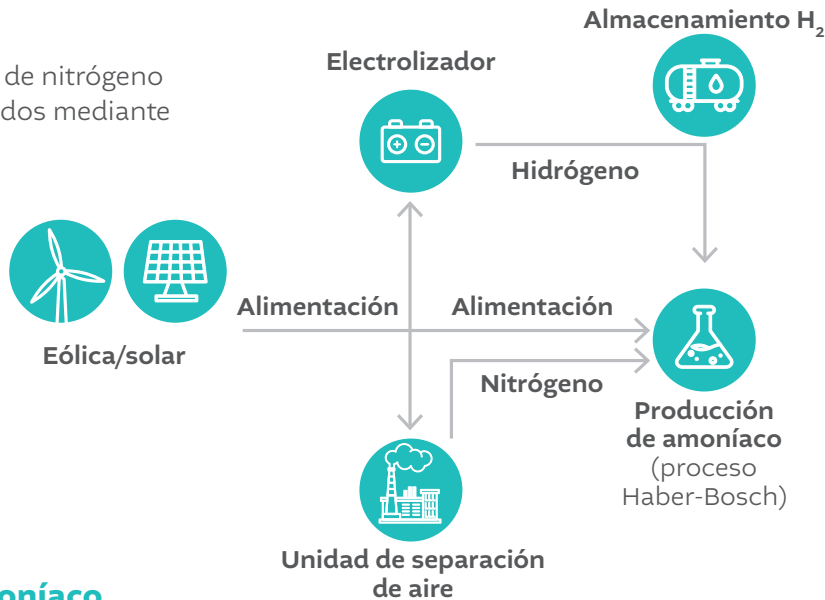
(DAC por sus siglas en inglés): El CO_2 se obtiene directamente del aire. Su tecnología es aún incipiente y tiene como desventaja que es más complejo capturar CO_2 directamente del aire que de corrientes de gases efluentes de procesos industriales, debido a sus concentraciones relativas².






² Por más información sobre la tecnología de captura de carbono puede consultarse el siguiente documento: Global CCS Institute (2021). Technology Readiness and Costs of CCS. Disponible en <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/03/CCE-CCS-Technology-Readiness-and-Costs-22-1.pdf>

Amoníaco (NH₃):

Se produce a partir de H₂ y de nitrógeno obtenido del aire, combinados mediante el proceso Haber-Bosch.



Usos directos del amoníaco

	APLICACIONES	DESCRIPCIÓN
APLICACIONES EXISTENTES	 FERTILIZANTES	80-90% del amoníaco producido hoy se utiliza para producir fertilizantes
	 EXPLOSIVOS	El amoníaco es la materia prima principal en la producción del nitrato de amonio altamente explosivo
NUEVAS APLICACIONES	 COMBUSTIBLE DE TRANSPORTE MARÍTIMO	El amoníaco puede ser utilizado como combustible en motores de combustión interna
	 GENERACIÓN DE ENERGÍA	El amoníaco se puede utilizar para la generación de centrales eléctricas a base de carbón (se puede mezclar hasta un 20% sin cambios importantes en la infraestructura). Adicionalmente, las plantas de amoníaco monocombustible pueden ser usadas para la generación de picos y carga base

Producción de Fertilizantes y Explosivos

El amoníaco se utiliza principalmente como materia prima para la producción de fertilizantes y, en menor medida, para la producción de explosivos y otros usos industriales. La producción de amoníaco verde permitiría reducir la alta huella de carbono de estas industrias que hoy en día utilizan principalmente H₂ gris. El uso como materia prima para la producción de fertilizantes es particularmente relevante en países agroexportadores como Uruguay.

Combustible para Transporte Marítimo

El NH₃ podría utilizarse también como combustible en motores de combustión interna y se lo visualiza, junto al metanol, con potencial para descarbonizar el transporte marítimo, aunque existen diversos desafíos tecnológicos. Se debe considerar que es un producto altamente tóxico por lo que se recomendaría solo para transporte de carga. Por otra parte, su combustión, si bien no produce CO₂, sí produce NO_x, que son gases de efecto invernadero y también nocivos para la salud, aunque se están desarrollando tecnologías para resolver este problema.

Generación Eléctrica

Puede utilizarse para generación eléctrica, por ejemplo, para mezclar en centrales de generación a carbón -hasta un 20%- , contribuyendo a la descarbonización.

2

El mercado internacional de H₂

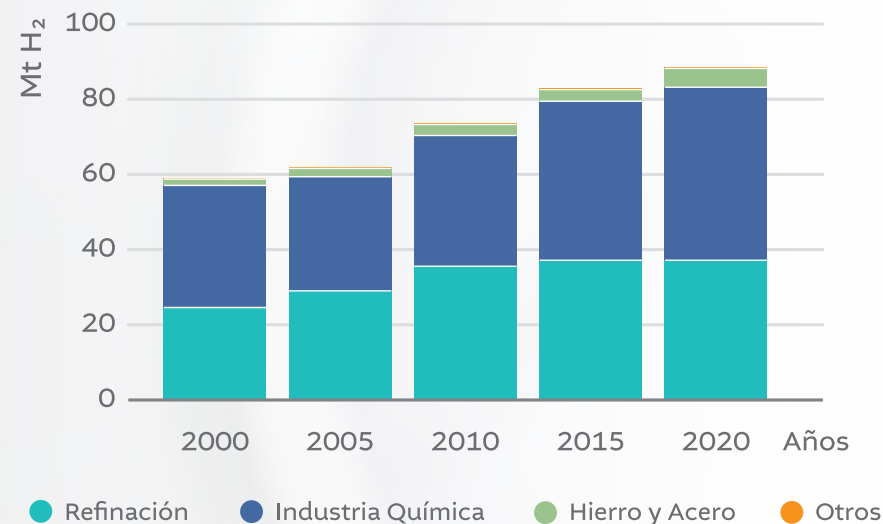
El mercado actual del H₂ y sus derivados

A nivel global, se utilizan anualmente aproximadamente 90 millones de toneladas (Mt) de H₂.

La industria química demanda 45 Mt al año, de los cuales 33 Mt son para la producción de NH₃. Por otra parte, las refinerías de petróleo demandan anualmente 40 Mt de H₂.

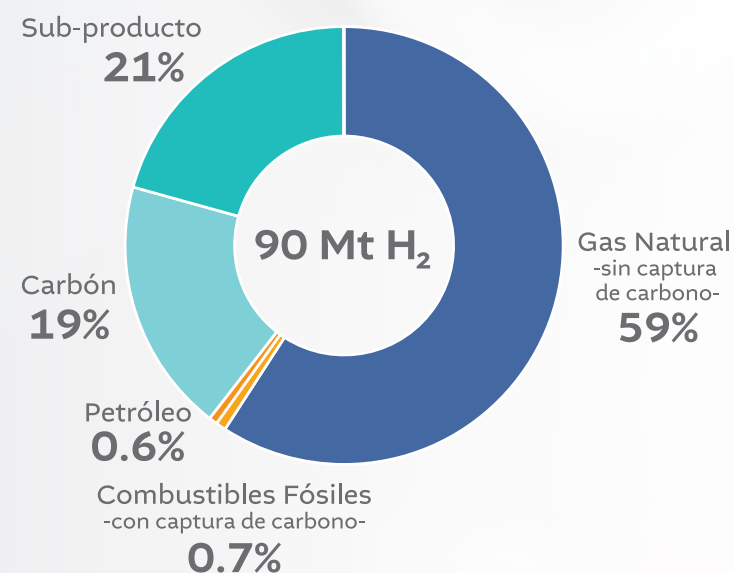
Aproximadamente el 60% es producido utilizando gas natural (CH₄) como materia prima (H₂ gris), y el resto es obtenido casi en su totalidad de otros fósiles; con una alta huella de carbono, generando algo menos de 900 Mt de CO₂ anualmente.

Demanda de Hidrógeno por sector
Años 2000-2020



Nota: "Otros" se refiere a pequeños volúmenes demandados para aplicaciones industriales, transporte, generación e inyección a la red eléctrica

Fuentes de Producción del Hidrógeno
Año 2020



El mercado potencial del H₂

Se espera que en los próximos años la demanda de H₂ verde crezca de manera acelerada. El desarrollo tecnológico y la implementación de acciones de política para avanzar en la descarbonización de las economías en el marco del Acuerdo de París, serán los impulsores que marcarán el ritmo de la evolución del mercado del H₂ verde. Por ejemplo, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), estima que, para 2050, se requerirían 614 Mt de producción de H₂ verde y bajo en carbono para ser consistentes con el objetivo de aumento de la temperatura promedio de la Tierra menor a 1,5°C respecto a niveles pre-industriales (IRENA, 2022, p.94).

La oportunidad para Uruguay en la economía del H₂ verde

En las primeras dos décadas del milenio el país ha transformado su sector eléctrico, alcanzando un promedio de generación eléctrica renovable del 97% del total entre 2017 y 2020³. Esta transformación de la matriz eléctrica permitió a Uruguay atraer inversiones, desarrollar nuevas cadenas de valor, reducir significativamente el costo de abastecimiento de la demanda de electricidad y generar capacidades, tanto a nivel de ingeniería y conocimiento técnico, como a nivel institucional, sentando así las bases para una transformación más profunda del sector.

El H₂ verde, representa entonces, para Uruguay, una oportunidad para seguir desarrollando sus recursos energéticos renovables, contribuyendo a la descarbonización tanto a nivel local como internacional, en línea con los acuerdos internacionales en materia de descarbonización. El desarrollo de la cadena de valor de H₂ verde podría, tal como lo fue en la transición en el sector eléctrico, demandar importantes volúmenes de inversión y generar empleos de calidad, creando riqueza para el país. Como se verá en el resto del documento, el mundo requerirá H₂ verde y sus derivados, y Uruguay estaría en condiciones de abastecer una porción de esta demanda de manera competitiva.

³ Fuente: En base a datos del Balance Energético Nacional, disponible en: <https://ben.miem.gub.uy/>



3

Metodología del análisis

Los costos

El análisis y la optimización de los costos consistió en dos etapas:

- Costos de producción de la molécula de H_2 o sus derivados; considerando diversos escenarios de conexión a la red eléctrica.
- Costos de transporte y almacenamiento del H_2 o sus derivados hasta los puntos de consumo o embarque

Los costos de producción del H_2 se analizan mediante el Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés). Esta metodología considera los Costos de Capital (CAPEX), Operación y Mantenimiento (OPEX), los costos financieros, reflejados a través de la Tasa Promedio de Costo de Capital (WACC) y la producción esperada de H_2 a lo largo de toda la vida útil del proyecto. El resultado será el costo promedio en dólares de obtener un kilo de H_2 , por lo cual es posible comparar diferentes escalas y tecnologías de producción.

Este ejercicio implica conocer en detalle todos los componentes de la estructura de costos, realizando además proyecciones futuras de su posible evolución. En particular, se espera que los principales componentes del costo del H_2 verde, es decir, la electricidad y los electrolizadores, se reduzcan considerablemente en los próximos años debido al avance tecnológico y los efectos de escala.

La ubicación geográfica de los proyectos dentro del país afecta sensiblemente los costos, tanto por la calidad de los recursos renovables como por los costos de transporte de los productos hacia los puntos de consumo. Por ese motivo es que para el cálculo se definieron casos concretos de estudio, con producción a diferentes escalas en distintas zonas del país, lo cual implica diversas calidades de recursos renovables y configuraciones logísticas, con el fin de poder establecer valores de referencia.

El principal componente del costo de H_2 verde es la electricidad, por lo que es necesario estudiar su

costo en profundidad. Esto se hace mediante el estudio del Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE por sus siglas en inglés). Este concepto es análogo al de LCOH, y da como resultado el costo promedio en dólares de producir un Megavatio-hora (MWh), permitiendo también comparar diferentes recursos y tecnologías. En función de la disponibilidad de los recursos renovables y las características de la producción de H_2 o sus derivados, se optimizan los costos de la electricidad, evaluando para cada caso la conveniencia o no de conectarse a la red eléctrica.






En cuanto a la producción de derivados, dada su pertinencia para el país, se pone el foco en el combustible de aviación (jet-fuel), el metanol (CH_3OH), y el amoníaco (NH_3) principalmente para la producción de fertilizantes. El análisis de los costos se hace de manera análoga al del H_2 .

En los anexos facilitados junto a este documento se pueden consultar con mayor detalle los supuestos considerados para cada caso.

Los escenarios de demanda

El mercado del H₂ se encuentra aún en etapas muy incipientes; por lo que existen incertidumbres tecnológicas, políticas y de mercado para la estimación de la futura demanda. Si bien es razonable suponer que en los próximos años la misma se acelerará tanto por el efecto del avance tecnológico como por la regulación, resulta complejo poder predecir en qué momento ciertos nichos podrían escalar.

Por este motivo, para el análisis se construyen dos escenarios alineados con el Acuerdo de París. El escenario base propone la alineación con un aumento de la temperatura promedio de 2°C respecto a los niveles pre-industriales, mientras que el escenario acelerado está en línea con un aumento de 1,5°C; además de considerar un avance más acelerado y exigente de la regulación. El objetivo de la construcción de escenarios es modelizar y estimar la oportunidad que significaría para Uruguay la potencial aceleración de la demanda de H₂ verde y sus derivados a nivel global, para los diferentes usos, para que el país pueda aprovechar las ventanas de oportunidad que se abran en la economía del H₂ verde.

ESCENARIO BASE		ESCENARIO ACELERADO
	Reducción de emisiones de CO ₂ en línea con un objetivo de 2°C	Reducción de emisiones de CO ₂ en consonancia con un objetivo de 1.5°C
	Acción comprometida hacia la descarbonización por parte de los reguladores, alineada con los objetivos actuales del gobierno	Paso significativo en la regulación y política climática para incentivar una rápida transición hacia renovables
	En línea con los compromisos públicos de descarbonización del sector privado	Compromisos acelerados de descarbonización del sector privado debido a presiones más fuertes del cliente y mayor disposición al pago
	Desarrollo tecnológico continuo impulsando la reducción de costos de tecnología de bajo carbono	Desarrollo tecnológico acelerado aumenta la competitividad tecnológica de bajo carbono
	Trayectoria actual de impuesto de CO ₂ para cada geografía	Expansión más agresiva de impuestos de CO ₂ a lo largo de mercados priorizados

En función de estos escenarios, se analizan cómo podrían evolucionar los usos del H₂ y sus derivados, tanto en los mercados de interés para potenciales exportaciones, como en el mercado local.

DEMANDA EXTERNA



DEMANDA TOTAL

Se estima la demanda total por aplicación y geografía de interés. Los mercados de destino priorizados fueron Estados Unidos de América (EEUU), Reino Unido (UK) y la Unión Europea (UE)



ESTIMACIÓN DE OFERTA NACIONAL EN MERCADOS DE INTERÉS

Se estima la oferta nacional en los mercados de interés y, en consecuencia, la brecha de abastecimiento que se deberá cubrir con importaciones desde el resto del mundo;



EVALUACIÓN DE LA COMPETITIVIDAD URUGUAYA

Se evalúa la competitividad uruguaya en comparación con los principales competidores, incluyendo costos de producción y entrega;



TAMAÑO DEL MERCADO TOTAL ABORDABLE (TAM)

Se estima el **Mercado Total Abordable (TAM por sus siglas en inglés)**, que representa el tamaño del mercado que Uruguay podría abordar de forma realista dada la demanda total, oferta interna y competitividad.

Si la producción uruguaya:

10% más competitiva que la de sus competidores	→	50% del mercado se considera abordable
+/- 5% en costos	→	20% abordable
+10% de desventaja en costos	→	5% abordable

DEMANDA DOMÉSTICA

En el caso de la **demanda doméstica**, se estima que todo el mercado nacional es abordable, por lo que el foco está puesto en estimar desde qué momento el H₂ será competitivo frente a las opciones actuales, ya sea por la propia evolución tecnológica o por las condiciones impuestas por la regulación.

La evaluación se realiza a través del **Costo Total de Propiedad (TCO, por sus siglas en inglés)**. En este caso se proyecta el TCO de una tecnología en particular (incluyendo todos los costos OPEX y CAPEX) y que puede ser utilizado para comparar el costo relativo de las tecnologías en un año dado. El objetivo de este indicador es evaluar si una tecnología es más conveniente que otra a la hora de su incorporación. A los efectos del estudio, permite analizar el momento a partir del cual el hidrógeno verde puede comenzar a ser competitivo frente a otras tecnologías.

4

Síntesis de los resultados




El costo de producción de la electricidad y el H₂ verde

El costo de producción de electricidad es el principal componente de la estructura de costos del H₂ verde y éste depende críticamente de la calidad de los recursos renovables y de la tecnología utilizada.

En el presente estudio se consideraron tres tipos de recursos distintos, debido a que se entiende que son los de mayor potencial para ser utilizados en la producción de H₂ verde: solar fotovoltaica, eólica en tierra (*onshore*) y eólica costa afuera (*offshore*). Por otra parte, se analizaron dos escalas de tamaño de proyectos: pequeña escala (20-100 MW) y gran escala (+500 MW). Esto responde al hecho de que la gran escala genera economías beneficiosas para la producción de H₂ verde, por lo que resulta interesante estimar cuál sería el costo de producción tanto en escalas en el entorno de las existentes en el país (20-100 MW), como en escalas mayores (+500 MW).

Las tecnologías de generación de energía seleccionadas para el análisis son, en general, de última generación, más modernas y eficientes que las que se utilizan hoy en día en el país, lo cual es razonable pensando en futuros desarrollos. En el caso de la solar fotovoltaica (solar PV), se consideran paneles mono-faciales de seguimiento de eje único. En el caso de la eólica en tierra, se opta por turbinas de entre 4-6 MW, mientras que las que se han instalado hasta ahora en el país son de 2-3 MW. En el caso de la eólica costa afuera, en que las turbinas suelen tener mayor capacidad, se consideran potencias de 12-15 MW por aerogenerador. A su vez, se consideran instalaciones en aguas someras (profundidad menor a 50 metros) que son fijadas al lecho marino. Esto se debe a que existen recursos de buena calidad en esa franja y las instalaciones y la logística son menos costosas que en aguas profundas.

Tecnologías y escalas de producción consideradas

	FUENTE DE GENERACIÓN	ESCALA PEQUEÑA (20-100 MW)	GRAN ESCALA (+500 MW)
	PV SOLAR	MONO-FACIAL, SEGUIMIENTO DE EJE ÚNICO	MONO-FACIAL, SEGUIMIENTO DE EJE ÚNICO
	EÓLICO EN TIERRA	TURBINAS DE ~4-6 MW	TURBINAS DE ~4-6 MW
	EÓLICO COSTA AFUERA - FIJO	ND	TURBINAS DE ~12-15 MW




La calidad de los recursos renovables en el país

Uruguay posee recursos renovables de buena calidad, destacándose principalmente en la energía eólica y su complementariedad con la energía solar fotovoltaica, tanto diaria como estacional.

A los efectos del análisis de cada recurso se definieron dos calidades, los “Nivel 1” que se corresponden con los de mayor calidad existentes en el país y los “Nivel 2” que están un escalón más atrás.

La calidad del recurso eólico viene dada principalmente por la velocidad promedio del viento a la altura de interés. En el caso de la energía solar fotovoltaica, la principal variable a considerar es la irradiancia solar en la superficie.⁴ El cuadro resume los factores de capacidad para las distintas tecnologías y calidades de recursos considerados, es decir, el porcentaje de energía que puede generar una determinada central (eólica, solar, etc.) respecto a su capacidad máxima nominal. Los mapas de la siguiente página muestran cuál es la capacidad potencial para cada tipo y calidad de recurso.

Calidad de los recursos y factores de capacidad considerados para el análisis

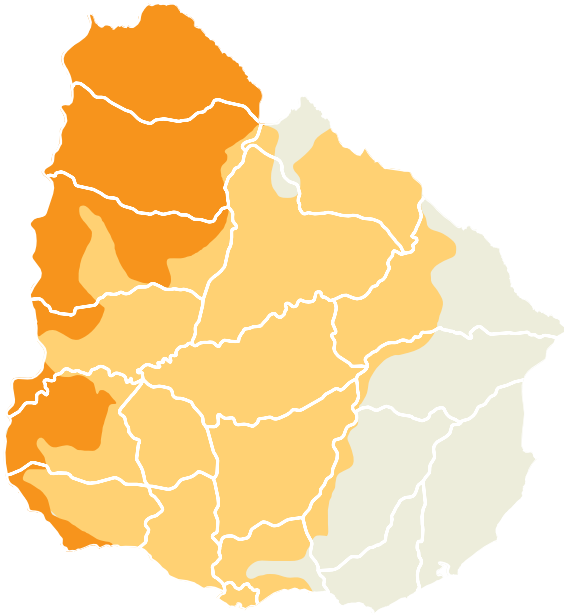
		NIVEL 1	NIVEL 2
	SOLAR	24-28%	20-24%
	EÓLICO EN TIERRA	8-9 m/s (46-50%)	7-8 m/s (42-46%)
	EÓLICO COSTA AFUERA	9-10 m/s (50-55%)	

Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

⁴ Los recursos eólicos y solares en el país se pueden consultar en el Mapa Solar, creado por el Laboratorio de Energía Solar (LES) de la Universidad de la República (UDELAR) y en el Mapa Eólico, elaborado por el Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE) y el Instituto de Mecánica de Fluidos e Ingeniería Ambiental (IMFIA) de la Facultad de Ingeniería de la UDELAR

Mapa Eólico: <http://www.energieolica.gub.uy/index.php?page=mapa-eolico-de-uruguay>

Mapa Solar: <http://les.edu.uy/online/msuv2/>



CAPACIDAD SOLAR FOTOVOLTAICA

- **Nivel I | ~60 GW**
Área total=38.000 km²
Supuestos: 5% de km² > 20-30 MW/km²
- **Nivel II | ~135 GW**
Área total= 81.400 km²

Recurso solar:

El norte y el oeste representan las mejores regiones, estimándose factores de capacidad de entre el 24% y 28% (nivel 1), con un potencial de 60 GW. La zona central del país podría alcanzar factores de capacidad de entre el 20% y el 24% (nivel 2), con un potencial de 135 GW.

CAPACIDAD EÓLICA EN TIERRA Y COSTA AFUERA

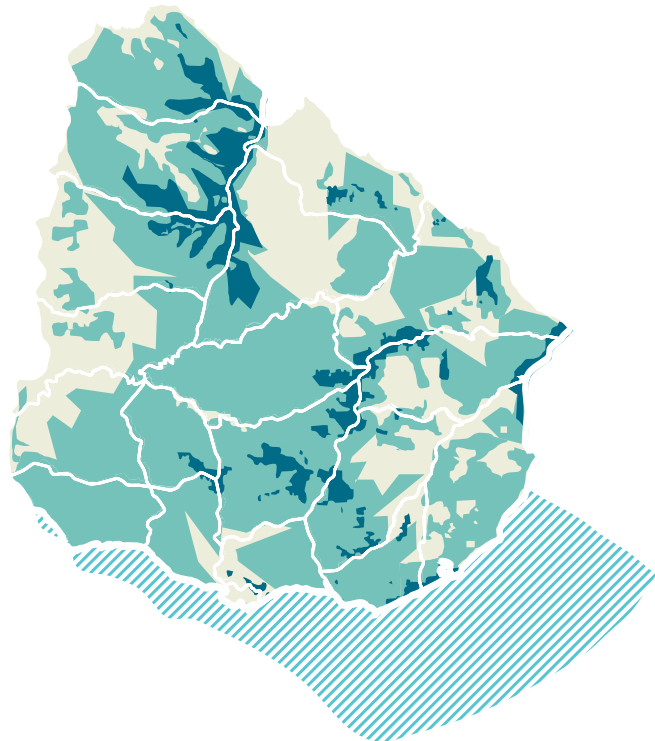
- **Nivel I | >8m/s | ~30 GW**
Área total= 17.500 km²
Supuestos: 15% de km² > ~10 MW/km²
- **Nivel II | >7m/s | ~50 GW**
Área total= 97.300 km²
Supuestos: 5% de km² > ~10 MW/km²
- ▨ **Costa afuera | 275 GW**

Eólica en tierra:

Las áreas de alta calidad se concentran en algunas zonas del norte y centro del país, con vientos promedio de 8-9 m/s y factores de capacidad de entre 46% y 50% (nivel 1) y un potencial de 30 GW. Prácticamente todo el resto del país tiene vientos promedio de 7-8 m/s, factores de capacidad de 42%-46% (nivel 2) y un potencial de 50 GW.

Eólica en el mar:

Los vientos tienen una velocidad promedio de 9-10 m/s, lo que permitiría alcanzar factores de capacidad del 50-55% y con un potencial adicional de 275 GW.



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA (LCOE)

Ver Anexo I para más supuestos.

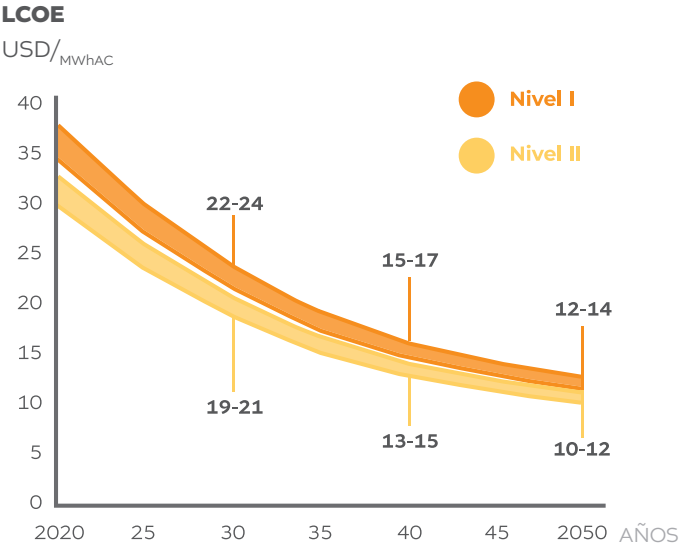
En los siguientes cuadros se presentan las estimaciones del LCOE para cada tipo y calidad de recurso. Las mejoras en los costos se basan principalmente en mejoras esperadas en la tecnología y en la operación por el avance en la curva de aprendizaje; lo cual genera reducciones significativas en el CAPEX y mejoras en los factores de capacidad.

Energía solar fotovoltaica

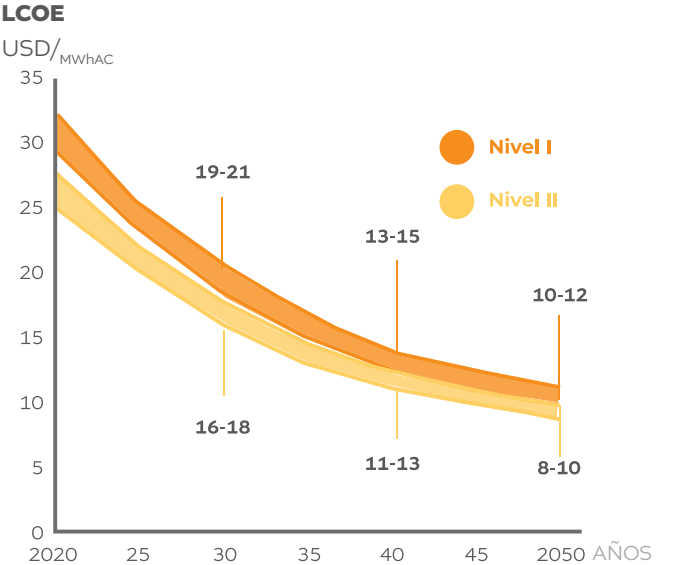
SOLAR DE ESCALA PEQUEÑA
(20-100 MW)



FACTORES DE LCOE		2020	2030	2040	2050	
I	CAPEX USD/ _{kWDC}	675-745	435-485	305-325	235-255	
II	OPEX USD/ _{kWDC} /año	13-14	11-12	10-11	10-11	
III	Factor de capacidad %	Recursos Nivel I	24-26%	26-28%	28-30%	30-32%
		Recursos Nivel II	21-23%	23-25%	25-27%	27-29%
WACC post-impuesto %		← 5% →				
Vida útil años		← 30 →				
II	Degradación %	← 0,6 →				



FACTORES DE LCOE		2020	2030	2040	2050	COMPARACIÓN VS PEQUEÑA ESCALA	
I	CAPEX USD/ _{kWDC}	575-630	375-415	260-285	195-220	-15%	
II	OPEX USD/ _{kWDC} /año	11-12	9-10	8-9	8-9	-15%	
III	Factor de capacidad %	Recursos Nivel I	24-26%	26-28%	28-30%	30-32%	-
		Recursos Nivel II	21-23%	23-25%	25-27%	27-29%	-
WACC post-impuesto %		<div><div></div><div>5%</div><div></div></div>				-	
Vida útil años		<div><div></div><div>30</div><div></div></div>				-	
II	Degradación %	<div><div></div><div>0,6</div><div></div></div>				-	









Energía eólica en tierra y costa afuera

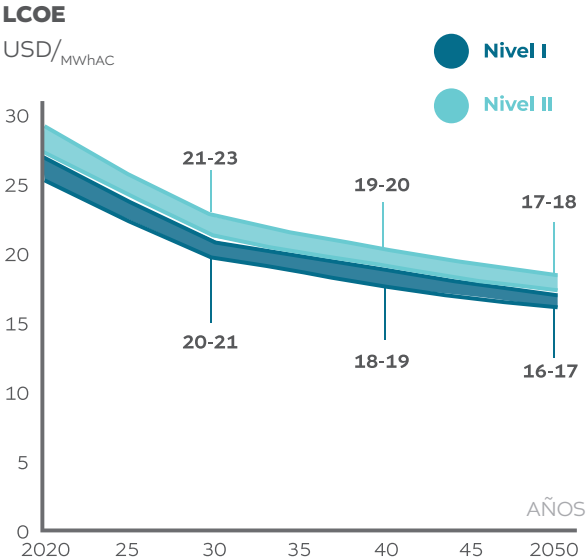
EÓLICA EN TIERRA A ESCALA PEQUEÑA

(20-100 MW)

TURBINAS DE ~4-6 MW









FACTORES DE LCOE		2020	2030	2040	2050	
I	CAPEX USD/kw	1.125-1.245	950-1.050	860 - 955	785-870	
II	OPEX USD/kw/año	26-27	24-26	22-24	21-23	
III	Factor de capacidad %	Recursos Nivel I	46-50%	56-60%	58-61%	59-63%
		Recursos Nivel II	42-46%	53-56%	54-58%	55-59%
WACC post-impuesto %		 5% 				
Vida útil años		 30 				
II	Degradación %	 0,1 				

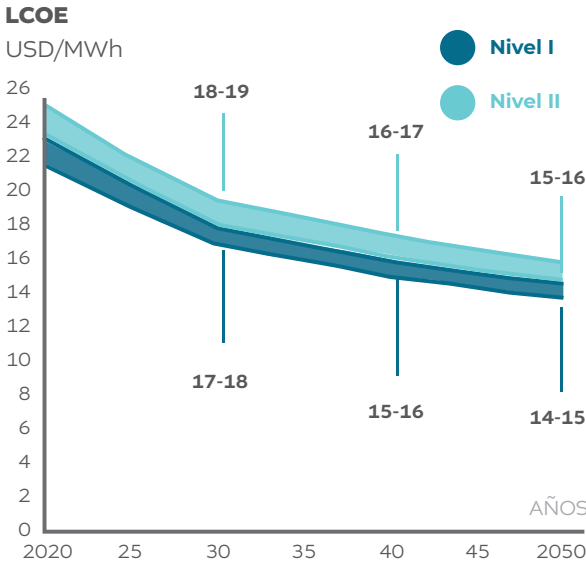


PROYECCIONES DE EÓLICA EN TIERRA A GRAN ESCALA

(+500 MW)



FACTORES DE LCOE			2020	2030	2040	2050	COMPARACIÓN VS PEQUEÑA ESCALA	
I	CAPEX USD/kw		955-1.055	810-895	735-815	670-745	-15%	
II	OPEX USD/kw/año		22-25	20-22	19-21	18-20	-15%	
III	Factor de capacidad %	Recursos Nivel I	46-50%	56-60%	58-61%	59-63%	-	
		Recursos Nivel II	42-46%	53-56%	54-58%	55-59%		
WACC post-impuesto %					5%			-
Vida útil años					30			-
II	Degradación %				0,1			-



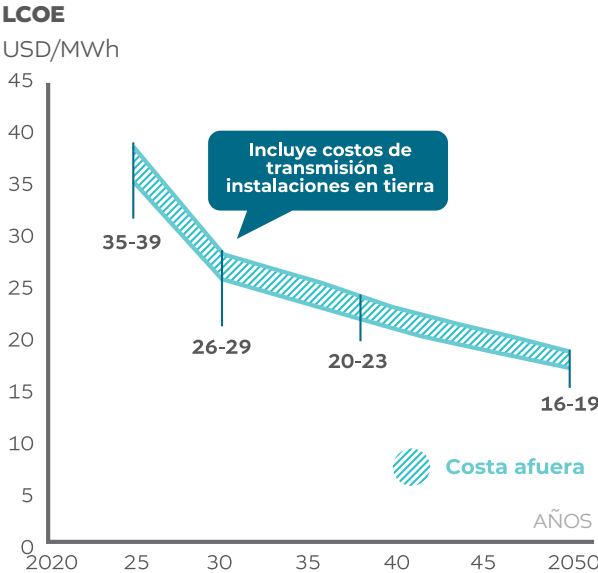
Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluído con el BID

Ver Anexo I para más supuestos. (Clik aquí)

PROYECCIONES
DE EÓLICA
COSTA AFUERA
A GRAN ESCALA
(+500 MW)



FACTORES DE LCOE		2025	2030	2040	2050
I	CAPEX USD/kW Fijo	2.220-2.455	1.820-2.015	1.560-1.725	1.340-1.480
II	OPEX USD/kW/año	29-33	24-28	21-25	18-22
III	Factor de capacidad %	58-60%	65-67%	69-71%	72-74%
WACC post-impuesto %		← 5% →			
Vida útil años		← 30 →			
II	Degradación %	← 0,1 →			



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluído con el BID

Ver Anexo I para más supuestos. (Clik aquí)



El Costo de producir H₂ Verde

El costo de producir H₂ verde se evaluó construyendo casos de referencia en distintos puntos del territorio, de forma de combinar diferentes recursos, escalas y configuraciones logísticas.



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

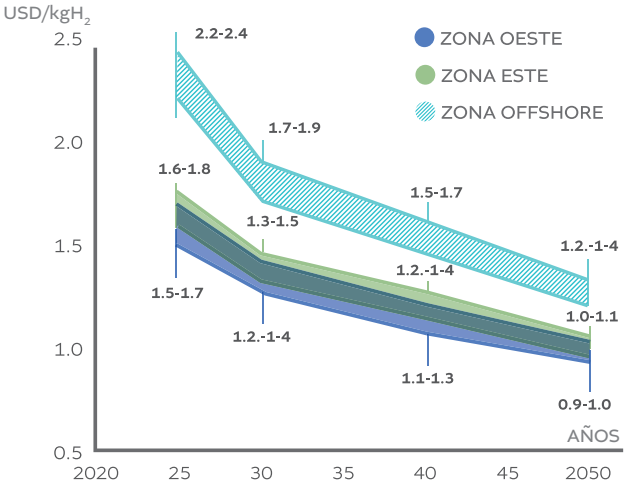
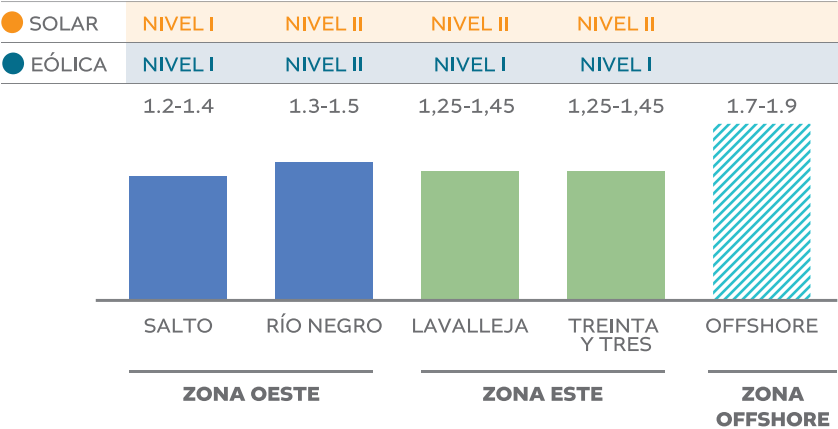
En el caso de Uruguay, existe una muy buena complementariedad entre los recursos energéticos eólicos y solares, debido a que el viento es típicamente más fuerte por las noches-madrugadas. Por lo tanto, resulta conveniente combinar adecuadamente dichos recursos ya que de esta manera pueden obtenerse altos factores de utilización de los electrolizadores, mayores de los que se obtendrían utilizando solamente energía eólica o solar fotovoltaica. Mayores factores de utilización del electrolizador se traducen en menores costos unitarios de producción de H₂ verde. El factor de utilización del electrolizador dependerá de la potencia instalada en energías renovables, del propio electrolizador, y de la situación de conexión a la red.

En cuanto al costo de producción del H₂ se consideran reducciones significativas durante el período, en particular por la reducción del costo nivelado de la energía explicada en la sección anterior, y por la evolución tecnológica en la electrólisis, lo cual reducirá el CAPEX y mejorará la eficiencia.

Se presentan a continuación los resultados obtenidos respecto a los costos de producción del H₂ verde para las diferentes escalas, zonas geográficas y calidades de recurso consideradas.

Costos de producción de Hidrógeno Verde en Instalaciones a gran escala (+500 MW o 250 TonH₂ día)

Año 2030

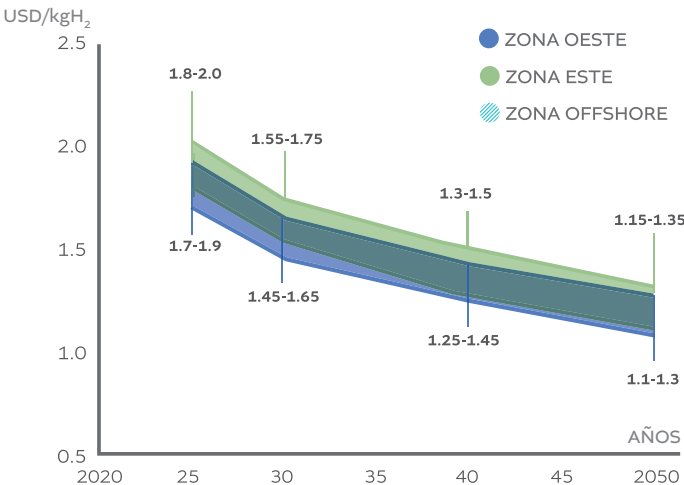
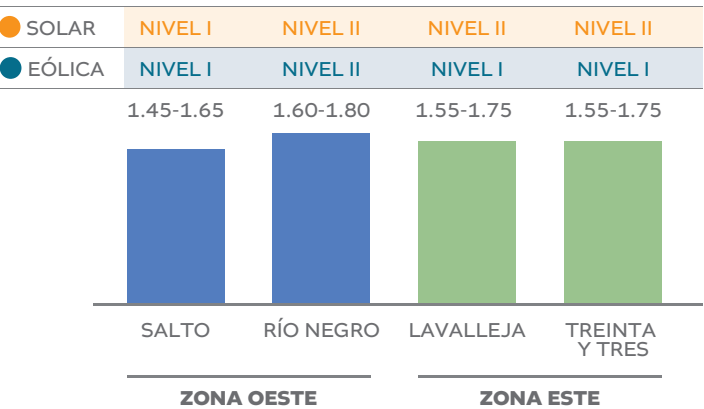


Uruguay podría alcanzar al 2030, para instalaciones en tierra y de gran escala, costos de producción de H₂ verde en el entorno de 1,2 y 1,5 USD/kg H₂, según la zona geográfica que se considere. Estos valores serían competitivos internacionalmente.

Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluído con el BID

Costos de producción de Hidrógeno Verde en pequeña escala (20-100 MW TonH₂ día)

Año 2030

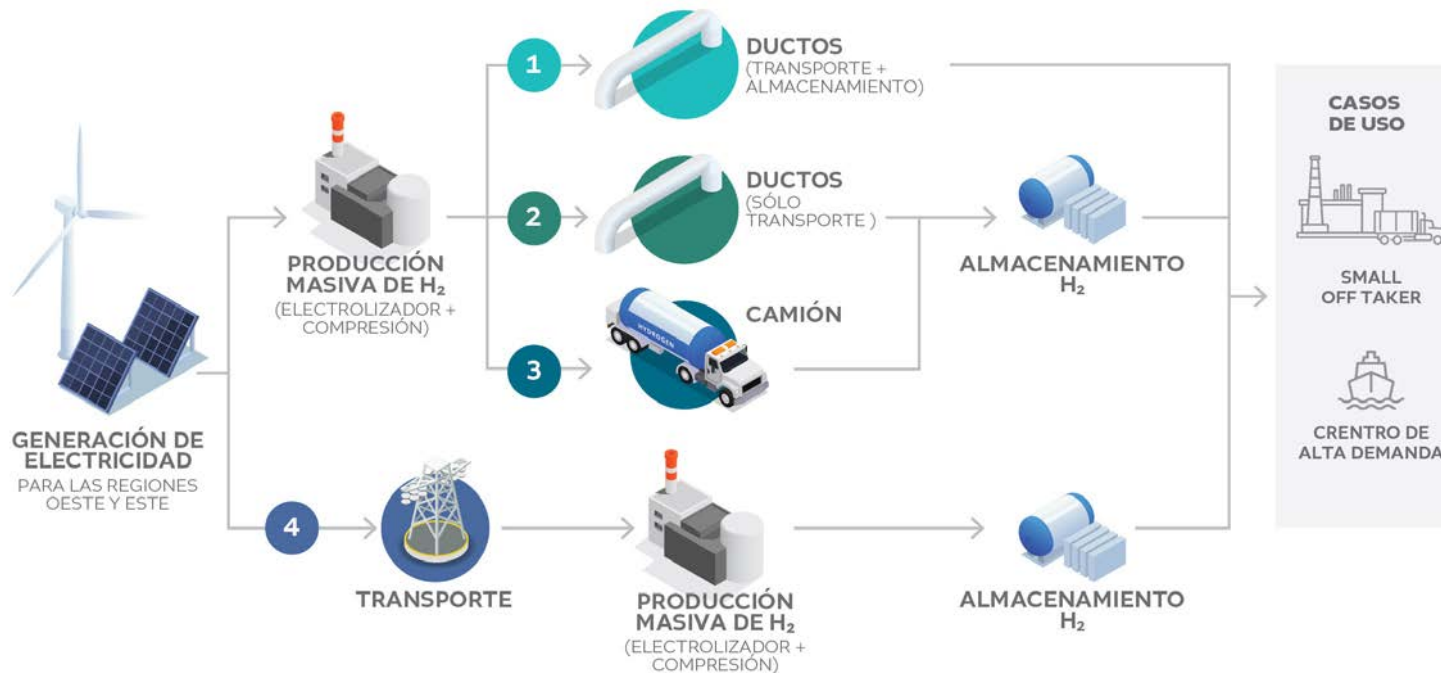


Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluído con el BID

Los costos de transporte y almacenamiento del H₂ verde

En el diagrama se presentan las distintas configuraciones logísticas consideradas para el transporte y almacenamiento del H₂ verde. Las distancias y los volúmenes a transportar/almacenar son los principales factores para evaluar la conveniencia de las diferentes modalidades.

Configuraciones evaluadas de transporte y almacenamiento de H₂



Ver Anexo V para más supuestos. (Clik aquí)

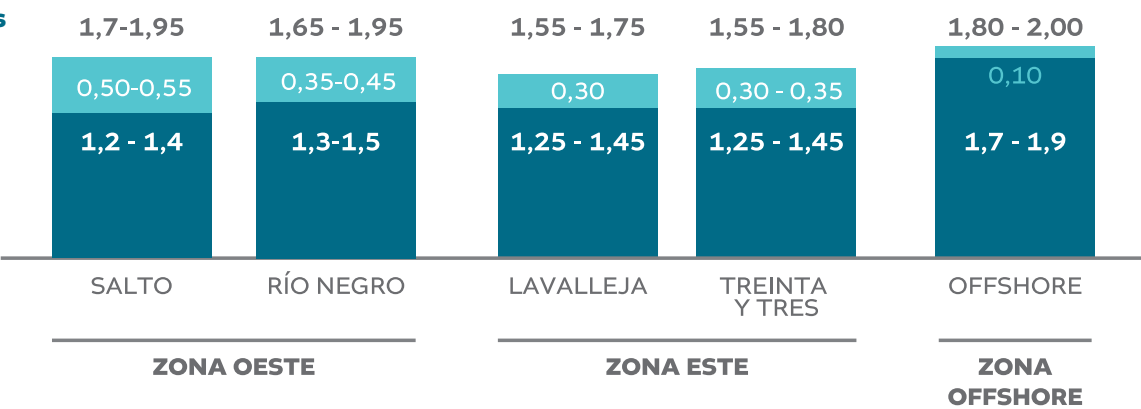
- 1 Producción de energía renovable y generación de H₂ en sitio (sin transporte por la red eléctrica). El H₂ se transporta y almacena por ductos hasta su lugar de utilización o exportación.
- 2 Producción de energía renovable y generación de H₂ en sitio (sin transporte por la red eléctrica). El H₂ se transporta por ductos pero se almacena externamente (tanques) para su posterior utilización.
- 3 Producción de energía renovable y generación de H₂ en sitio (sin transporte por la red eléctrica). El H₂ se transporta en camión y el almacenamiento es externo (tanques) para su posterior utilización.
- 4 Producción de energía renovable, utilizando redes de transmisión eléctrica para su transporte hasta una planta de generación de H₂ verde y centro de almacenamiento (tanques) cercano a un centro de demanda.

GRAN ESCALA

Para el caso de la producción a gran escala con destino de exportación (250 ton H₂/día - +500MW), se estimó que los ductos eran el medio más adecuado para el almacenamiento y transporte hasta los puertos de embarque. De esta manera, la producción en la zona este del país se vería favorecida debido a su cercanía a la costa; alcanzando un costo total de H₂ verde en el orden de 1,55 a 1,80 USD/kgH₂ al 2030.

Producción total de hidrógeno + costos de transporte y almacenamiento, 2030 en Instalaciones a Escala
(+500 MW o 250 Toneladas/día)
USD/kgH₂

- Transporte y almacenamiento
- Costos de producción



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

PEQUEÑA ESCALA

En los proyectos de pequeña escala (30 ton H₂/día – 100MW), se estimó que el almacenamiento externo y el transporte por camión sería la opción más conveniente.

En función de las zonas de producción y consumo, al adicionar los costos de configuración, el costo total del H₂ verde en el punto de consumo rondaría

2-2,50 USD/kg H₂

LOS COSTOS DE CONEXIÓN A LA RED

La evaluación de la conexión de un proyecto a la red eléctrica es una decisión estratégica que depende de factores económicos, operativos y de mercado. La conexión a la red será económicamente beneficiosa cuando la disminución de los costos de inversión en capacidad de generación de energía renovable y electrolizadores es mayor que los costos de inversión en la infraestructura de conexión a la red y del consumo de energía comprada.



Factores económicos

¿Cuál es el impacto de una configuración en red sobre H_2 y los costos de producción de derivados?



Factores operativos

¿Es viable una conexión a la red desde una perspectiva operativa y técnica?



Factores del mercado

¿Cuáles son los requisitos para la certificación “limpia” en el mercado final objetivo?

¿Qué tan factibles (económica y operativamente) pueden cumplirse los requerimientos del mercado final usando una operación en la red en Uruguay?

En el estudio se analizaron la producción de H_2 y NH_3 verde en pequeña y gran escala, y la producción de combustibles sintéticos de aviación (jef-fuel).

Para el caso de producción del H_2 verde a gran escala (exportación), se estimó que, considerando los altos factores de capacidad que se obtienen mediante la combinación de recursos renovables y los costos de red estimados, la solución óptima sería optar por parques de generación de energías renovables dedicados exclusivamente a la producción de H_2 verde (islas).

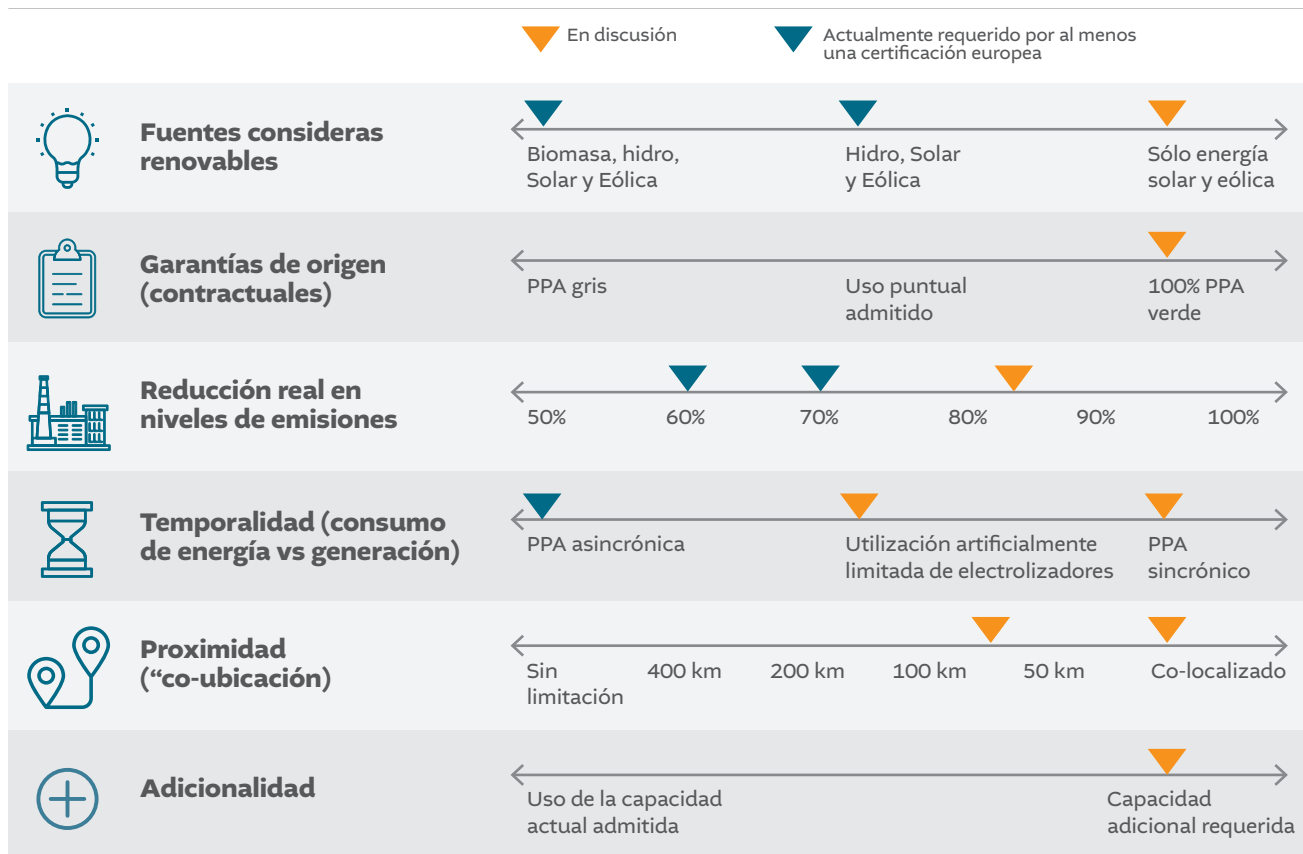
Para la producción de H_2 verde en pequeña escala se consideró que podrían existir casos económicamente positivos de conexión a la red. La diferencia respecto al caso de gran escala radica en la falta de economías de escala que hacen que la inversión en infraestructura de generación solar o eólica por MW sea mayor.

En cuanto a **la producción de combustible sintético de aviación**, dado que el proceso Fischer-Tropsch requiere estabilidad, la conexión a la red puede reducir las necesidades de inversión. Por ejemplo, una participación de red del 5% puede reducir la capacidad de generación instalada requerida en un 28%, resultando conveniente la conexión hasta costos totales de red en el entorno de los 100 USD/MWh.

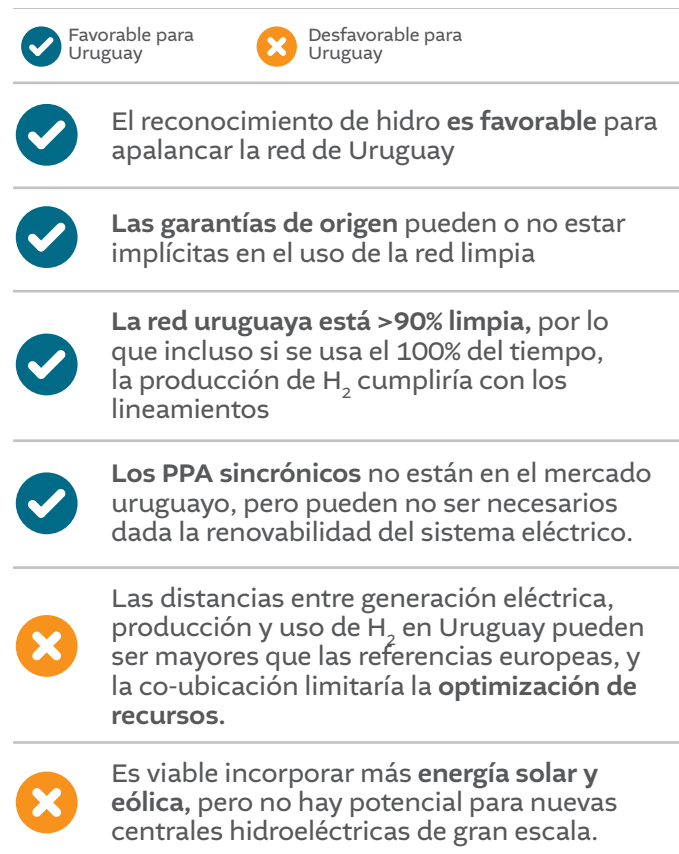


En cuanto a **la conexión a la red**, cabe mencionar que para que el H₂ sea considerado verde, debe ser certificado como tal en función de las exigencias que se establezcan. En el caso de Uruguay, que posee una matriz eléctrica altamente renovable (97% para el promedio 2017-2020), esto puede significar una ventaja competitiva.

Tendencias de certificación en discusión por parte de los gobiernos europeos y agencias de certificación



Implicaciones para Uruguay



La producción de derivados

COMBUSTIBLES SINTÉTICOS

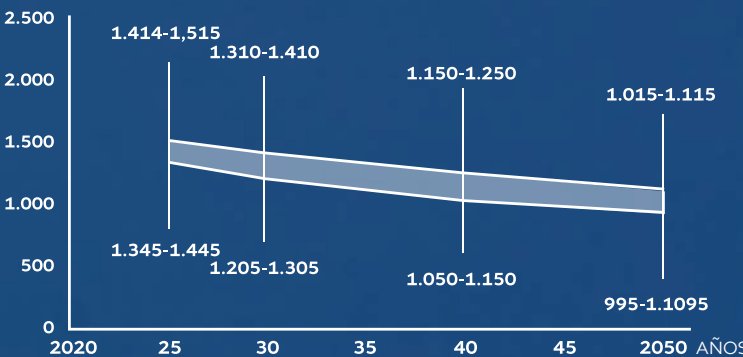
Jet-Fuel

Los costos de producción del jet-fuel estarían en el rango de 1.205-1.410 USD/Ton para el año 2030, valores que están en línea con los de los principales competidores



Costo de producción Combustible Jet/Diésel

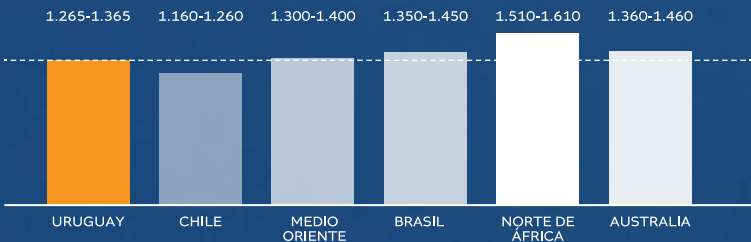
USD/Ton de Combustible



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Costos de producción de jet fuel vs competidores para los mercados de Europa y USA

USD/Ton de combustible por inyección, año 2030

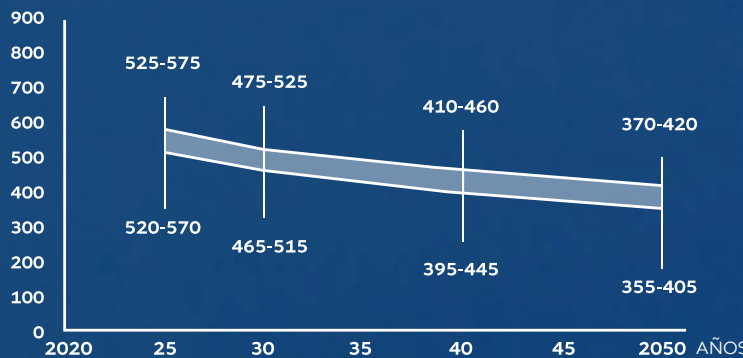


Metanol

El costo de producción de metanol verde estaría en el rango de 465-525 USD/Ton para el año 2030; valor que se encuentra en la misma línea que el de los principales competidores. En ambos casos se considera obtener el CO₂ de fuentes industriales asociadas a biomasa sustentable. El acceso a fuentes industriales de CO₂ proveniente de la biomasa es una ventaja competitiva para el país. Se estima que los costos de obtención de CO₂ por esta vía rondarían los 52 USD/ton.

Costo de producción Metanol

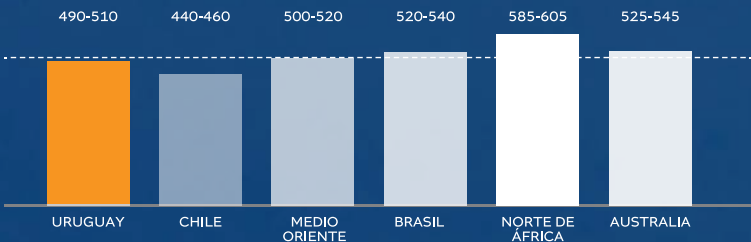
USD/Ton Metanol



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Costos de producción de metanol vs competidores para los mercados de Europa y USA

USD/Ton de MeOH, año 2030



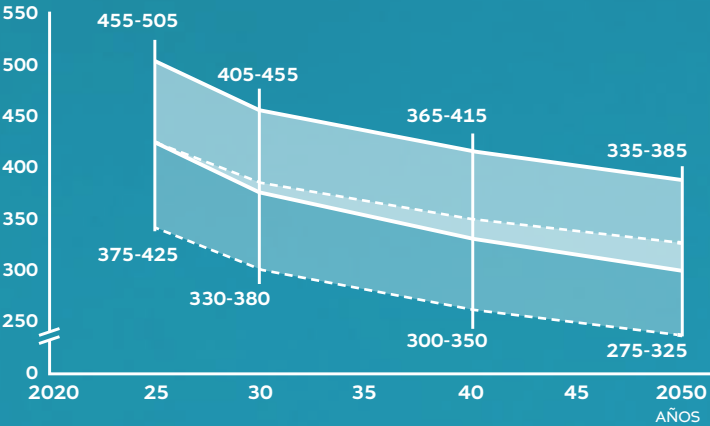
AMONÍACO (NH₃)

El costo de producción del amoníaco verde en Uruguay se estimó para una capacidad de producción de 750 Kton/NH₃ anuales, un factor de utilización del proceso Haber-Bosch del 85% (640 Kton/NH₃ año), incluyendo todos los costos de energía, electrólisis, separación de aire, producción de amoníaco y costos logísticos.

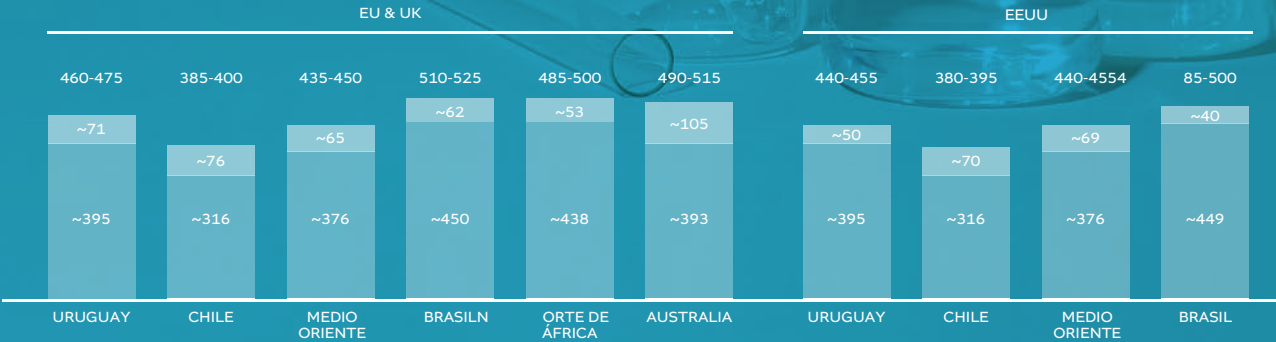
El rango de costos al 2030 se ubica entre 395-455 USD/Ton NH₃, considerando el proceso de electrólisis alcalina, que es la más económica y utilizada hasta el momento. La producción de amoníaco podría beneficiarse de la utilización de electrólisis de óxido sólido (SOEC), en caso de que esta tecnología se desarrolle y alcance la fase comercial.

El amoníaco verde producido en Uruguay es menos competitivo que los principales competidores del mercado europeo y estadounidense

Curva de costo de producción para amoníaco verde
USD/Ton NH₃



Costo total de amoníaco entregado en el destino para los países priorizados
USD/Ton de NH₃, año 2030



5

Demanda

Demanda Externa

LOS POTENCIALES MERCADOS DE DESTINO

Para evaluar el potencial exportador, se identificaron, en primer lugar, países y regiones a las que se podría destinar la producción uruguaya.

Los destinos identificados son EEUU, la Unión Europea y el Reino Unido ya que podría esperarse que desarrollen mercados importadores debido a su fuerte compromiso con la descarbonización, su alto poder adquisitivo, y potenciales desequilibrios estructurales entre oferta y demanda. A su vez, estas regiones tienen una ubicación geográfica relativamente conveniente para el país.

Por otra parte, también se considera el mercado internacional de combustible marítimo y de aviación, ya que existe potencial de desarrollo de demanda de jet-fuel, metanol o amoníaco.

% de la Demanda Total abastecida localmente en los mercados de destino analizados (Hidrógeno y Amoníaco)

EEUU	65%	85%
	2030	2040
UNIÓN EUROPEA & UK	65%	65%
	2030	2040

Impulsores:

Necesidad de desarrollo de infraestructura para conectar regiones ricas en recursos con la demanda (EEUU)

Restringida capacidad de desarrollo de energías renovables (UE / UK)

Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Demanda Externa

ESCENARIOS DE DEMANDA

En el caso del transporte pesado, se plantea que al 2040 la adopción de camiones alimentados con Celda de Combustible (FCEV por sus siglas en inglés) podría ascender al 18-26%, y el 25% de los autobuses, en función del escenario. En el escenario acelerado también los coches de pasajeros alcanzarían un 4% de penetración.

En los demás usos considerados la penetración sería menor; alcanzando al 2040, según el escenario, el 4%-6% del uso en edificios, a través de la mezcla con gas natural en las redes de distribución; el 1%-1,5% de la generación eléctrica fundamentalmente para rebalanceo estacional; el 6%-8% de la energía utilizada para el procesamiento de acero; la adopción en la totalidad de las refinerías de petróleo, y una proporción menor en lo que refiere a calor industrial.

En el caso del amoníaco, se plantea, en función del escenario considerado, un nivel de adopción al 2040 del 9%-15% en el transporte marítimo para alimentar motores de combustión interna; y que el 20%-30% de las plantas de fertilizantes utilizarán amoníaco verde como materia prima.

Escenario base			Escenario acelerado	
	2030	2040	2030	2040
Transporte	2% camiones FCEV 10% autobuses FCEV	18% camiones FCEV 25% autobuses FCEV	4% de camiones FCEV	26% de camiones FCEV 4% vehículos particulares FCEV
Edificios	0,2% energía térmca por mezcla en gasoductos	4% de la energía térmica por mezcla en gasoductos	0,5 % de la energía térmica por mezcla en gasoductos	6% de la energía térmica por mezcla en gasoductos
Calor en Industria		Calor de grado medio comienza a ser adoptado a mediados de los 2030s	Adopción temprana de calor de grado medio y alto	
Generación Eléctrica		1% para rebalanceo estacional		1,5% para rebalanceo estacional
Refinación de Petróleo	4% del hidrógeno utilizado sería hidrógeno verde	Uso generalizado en todas las refinerías	9% del hidrógeno utilizado sería hidrógeno verde	Uso generalizado en todas las refinerías
Acero Verde	3% de la energía utilizada	6% de la energía utilizada	4% de la energía utilizada	8% de la energía utilizada

Marítimo	1% de los motores de combustión interna	9% de los motores de combustión interna	3% de los motores de combustión interna	15% de los motores de combustión interna
Fertilizantes	5% de las plantas utilizarán amoníaco verde como materia prima	20% de las plantas utilizarán amoníaco verde como materia prima	10% de las plantas utilizarán amoníaco verde como materia prima	30% de las plantas utilizarán amoníaco verde como materia prima

*Los supuestos de ambos escenarios se encuentran en la página 22

Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluído con el BID

Demanda Externa

EL POTENCIAL DE EXPORTACIONES DE HIDRÓGENO VERDE

El tamaño total del mercado internacional de H₂ verde al 2040 se estima que podría alcanzar un volumen de 29 millones de toneladas y un valor de 31 mil millones de dólares, en el escenario base, y un volumen de 42 millones de toneladas y un valor de 45 mil millones de dólares en el escenario acelerado. El tamaño del mercado total abordable para el país se ubicaría entre los 700 y los 1.000 millones de dólares.

En el corto plazo, los principales impulsores de la demanda de H₂ verde en los mercados de destino priorizados serían el transporte pesado por carretera y la industria. El primero impulsado fundamentalmente por la mayor adopción de camiones FCEV, mientras que el segundo por un mayor uso en refinerías de petróleo y en la producción de hierro y acero.

En el largo plazo, se mantienen los mismos impulsores de la demanda, aunque otras aplicaciones comienzan a tener mayor peso relativo.

Uruguay tendría costos en destino en Reino Unido, UE y EEUU similares a los de sus competidores para al año 2030, considerando transporte marítimo vía hidrógeno líquido (LH₂). Se esperaría que el mercado europeo estuviera más disputado, considerando además la posibilidad de una conexión vía ductos entre el Norte de África y el continente europeo. La competitividad final de Uruguay dependerá de la evolución de la tecnología de transporte marítimo y del desarrollo de la red de ductos de transporte en Europa.

En función de la competitividad del país y los supuestos de captura de mercado considerados, las exportaciones de totales de H₂ verde podrían representar alrededor de 340 millones de dólares.

Tamaño total del mercado global de H₂:
31.000 – 45.000 millones USD

Mercado Total Abordable para Uruguay:
700 – 1.000 millones USD

Potencial de Captura Estimado para Uruguay:
Alrededor de 340 millones USD

EL POTENCIAL DE EXPORTACIONES DEL AMONÍACO VERDE

El tamaño total del mercado internacional de NH₃ verde al 2040 se estima que podría alcanzar los 23 mil millones de dólares, en el escenario base, y los 38 mil millones de dólares en el escenario acelerado. El tamaño del mercado total abordable para el país, se ubicaría entre los 400 y los 700 millones de dólares, si se incluye el transporte marítimo.

El principal impulsor de la demanda sería el transporte marítimo, ya que se considera una mayor adopción del amoníaco en línea con los objetivos de descarbonización de la Organización Marítima Internacional (OMI).

Como se vio en la sección anterior, Uruguay sería menos competitivo que los principales productores de amoníaco verde esperados para los mercados priorizados.

En función de la competitividad del país y los supuestos de captura de mercado considerados, las exportaciones de totales de NH₃ verde podrían estar en el entorno de los 38 millones de dólares -sin considerar su uso como combustible marítimo-

Tamaño total del mercado global de Amoníaco:
23.000 – 38.000 millones USD

Mercado Total Abordable para Uruguay:
400 – 700 millones USD

Potencial de Captura Estimado para Uruguay:
Alrededor de 38 millones USD*

* sin considerar transporte marítimo

Ver Anexo III para más supuestos. (Clik aquí)

Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Demanda Externa

EL MERCADO TOTAL ABORDABLE (TAM) Y LA OPORTUNIDAD DE JET-FUEL VERDE PARA URUGUAY

Según estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA), en 2021, las emisiones de CO₂ de la aviación ascendieron a 720 Mt y representaron aproximadamente el 2 % del total de emisiones de CO₂ relacionadas con la energía (IEA, 2022).

En función del potencial de descarbonización, su aplicabilidad en las condiciones de operación de las aeronaves y la compatibilidad con la infraestructura actual; se visualiza a los combustibles de aviación sostenibles (SAF, por sus siglas en inglés) como una alternativa viable para sustituir a los combustibles fósiles. Los SAF son combustibles que en su composición química son muy similares al combustible de aviación (jet-fuel) obtenido de la refinación del petróleo, pero utilizan materias primas sostenibles (biomasa, hidrógeno verde, etc.), por lo que logran grandes reducciones en las emisiones GEI. Tienen como ventaja adicional que, al tratarse de un producto similar al utilizado actualmente, no requiere modificaciones significativas en la infraestructura, la logística o las aeronaves.

La Asociación Internacional del Transporte Aéreo que nuclea a 290 aerolíneas que representan el 83% del tráfico aéreo, estableció en su plan para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas al 2050 que el 65% de la reducción de emisiones

provendrían de la utilización de SAF, mientras que un 13% se debería al uso de otras tecnologías (IATA, 2021).

Por otra parte, la Unión Europea impondrá una cuota ascendente de mezcla obligatoria de SAF en los combustibles de aviación en el marco de las iniciativas Fit for 55 y ReFuelEU Aviation. El porcentaje de mezcla en 2% de SAF en el 2025, hasta alcanzar el 63% de SAF -de los cuales 28% deberán ser e-fuels- al 2050. Por su parte EEUU

estableció el Sustainable Aviation Fuel Grand Challenge que tiene como objetivo producir alrededor de 11 mil millones de litros de SAF al 2030 y abastecer completamente la demanda del sector de aviación al 2050 con SAF.

Tanto el compromiso de la industria en un sector altamente concentrado, como los avances en la regulación, abrirán el espacio para crear una importante demanda de SAF.

	HIDRÓGENO VERDE			
	Batería Eléctrica	Celda de Combustible	Turbina de H ₂	Combustibles de Aviación Sostenibles (SAF)
Descarbonización	Fuerta reducción si se alcanza 100% de electricidad renovable	Fuerte reducción si se utiliza H ₂ verde	Fuerte reducción si se utiliza H ₂ verde	Reducción en el entorno del 73-99%
Diseño de aeronaves	Límites de densidad de batería baja oscilan entre 500 km y 1.000 km	Factible solo para segmentos de corto alcance	Factible para la mayoría de los segmentos excepto vuelos mayores a 10.000 km	Solo cambios menores
Operación de aeronaves	Tiempos iguales o más cortos	Tiempos de reabastecimiento más largos (1-2x)	Tiempos de reabastecimiento más largos (2-3x)	Tiempos iguales con respecto a los combustibles tradicionales
Infraestructura	Se requiere sistema de carga rápida o de intercambio de baterías	Se requiere distribución y almacenamiento de LH ₂		Se puede utilizar la infraestructura existente

- Principales ventajas
- Principales desafíos

Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Demanda Externa

TIPOS DE COMBUSTIBLE DE AVIACIÓN SOSTENIBLES (SAF)

Los SAF pueden ser biocombustibles avanzados o combustibles sintéticos verdes. Estos últimos refieren a combustibles generados a base de hidrógeno verde, proveniente de la electrólisis, combinado con CO2 obtenido de fuentes no fósiles. Se los denomina e-fuels o electrocombustibles.

BIOCOMBUSTIBLES

Combustible de ésteres y ácidos grasos hidroprocesados (HEFA):

Biodiésel producido mediante hidroprocesamiento de aceites y grasas, apto para el uso como combustible en aeronaves hasta en 50% de mezcla con el jetfuel tradicional. Es el SAF más comercializado actualmente y puede obtenerse de materias primas residuales (aceites de cocina, etc.).

Alcohol a Jet:

Es un combustible producido a base de alcohol mediante la remoción de oxígeno y oligomerización. El etanol y el isobutanol son las dos materias primas autorizadas y el máximo porcentaje de mezcla es 50%.

Gasificación:

Es un combustible producido mediante el proceso Fischer-Tropsch en base a gas sintético obtenido de residuos sólidos (típicamente residuos urbanos).

COMBUSTIBLES SINTÉTICOS EN BASE A H₂ VERDE

Es un combustible de aviación obtenido mediante el proceso Fischer-Tropsch, en el cual se sintetiza H₂ verde, proveniente de la electrólisis del agua; y CO2 proveniente de fuentes sostenibles (biomasa o captura directa desde el aire -DAC-). Si bien actualmente tienen una madurez tecnológica menor que los biocombustibles, tienen mayor potencial de ser escalados, ya que no existen restricciones en la disponibilidad y obtención de la materia prima. Por su parte, Uruguay presenta buenas condiciones para la producción de estos combustibles debido a la disponibilidad de CO2 industrial proveniente de industrias que procesan biomasa sostenible.

Madurez Tecnológica, Potencial de Reducción de CO₂ y Disponibilidad de Materia Prima de los SAF

	HEFA	Alcohol a Jet	Gasificación	Sintéticos en base a H ₂ verde
Potencial de reducción de CO ₂	73% - 85%	80% - 90%	80% - 90%	85% - 100%
Disponibilidad de materia prima	<div><div></div><div></div><div></div></div> <div>Disponibilidad limitada (20-30 MT SAF equivalente de cocombustible)</div>	<div><div></div><div></div><div></div></div> <div>Disponibilidad global de residuos de hasta 800Mt de salida de combustible, pero fragmentada</div>	<div><div></div><div></div><div></div></div> <div>Disponibilidad global de residuos de hasta 800Mt de salida de combustible, pero fragmentada</div>	<div><div></div><div></div><div></div></div> <div>Materia prima ilimitada para DAC; fuentes industriales (para producción a corto plazo) dependientes de la región</div>
Madurez tecnológica	<div><div></div><div></div><div></div></div>	<div><div></div><div></div><div></div></div>	<div><div></div><div></div><div></div></div>	<div><div></div><div></div><div></div></div>

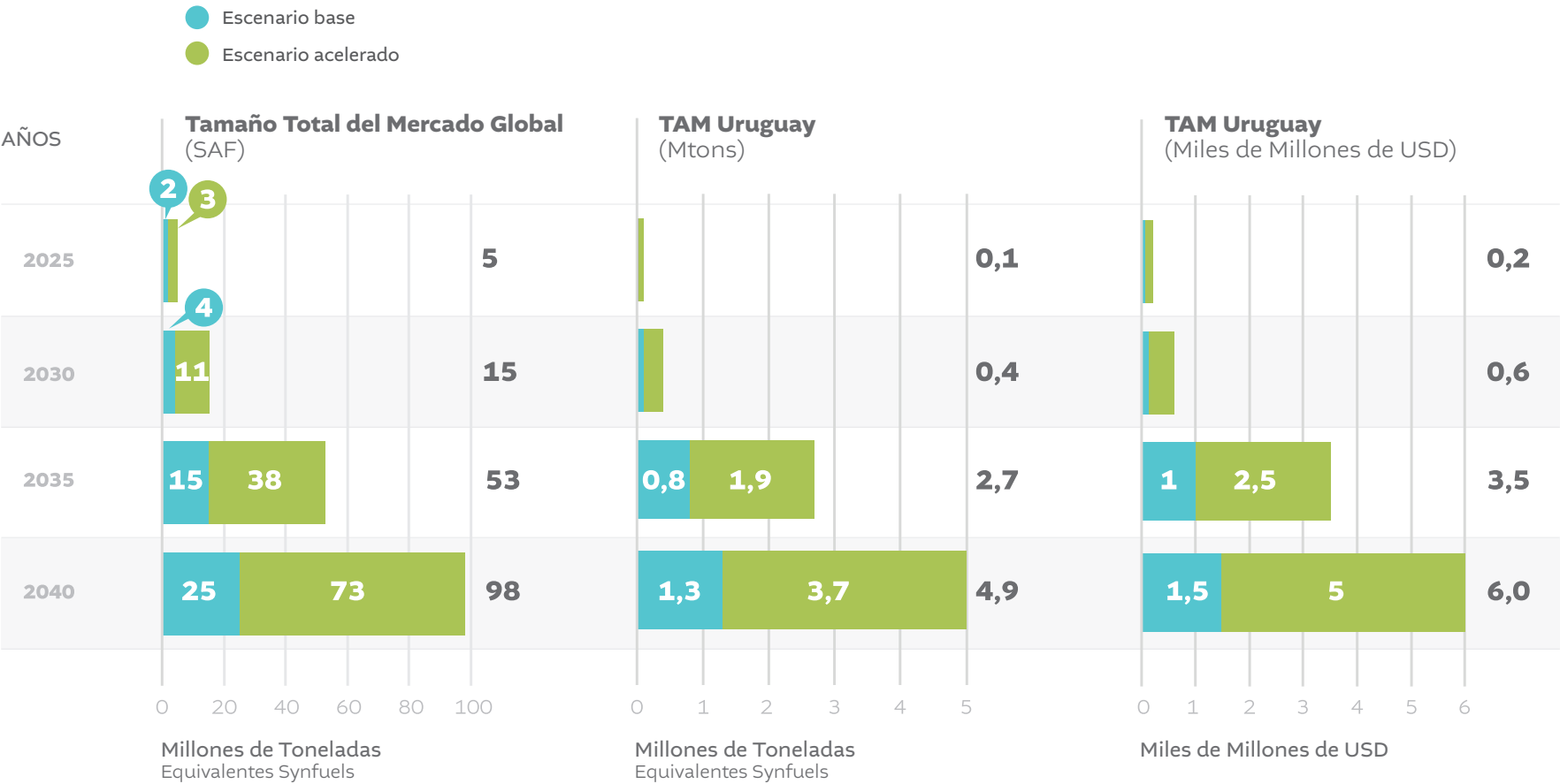
Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluído con el BID

Demanda Externa

EL POTENCIAL DE EXPORTACIONES DE JET-FUEL VERDE

En función de las condiciones planteadas, se presenta en el cuadro el tamaño total del mercado de SAF para cada escenario. Dadas las condiciones de competitividad de los combustibles sintéticos, se considera una captura del 15% del mercado de los SAF al 2030 y al 25% a partir de 2035.

En el caso de Uruguay, dados los criterios establecidos, el mercado total abordable ascendería a los 1.500 millones de dólares al 2040, en el escenario base y 6.000 millones de dólares en el escenario acelerado. En función de los supuestos considerados de captura del mercado por parte de Uruguay, las exportaciones de jet-fuel al 2040 podrían representar una oportunidad cercana a los 800 millones de dólares; siendo además la principal oportunidad en el corto plazo.



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluído con el BID

Demanda Externa

EL MERCADO TOTAL ABORDABLE (TAM) Y LA OPORTUNIDAD DE METANOL VERDE PARA URUGUAY

El transporte marítimo representa aproximadamente el 2% de las emisiones de CO₂ vinculadas al uso de energía y, al igual que el aéreo, es un sector altamente concentrado y regulado.

La Organización Marítima Internacional, organismo rector del sector, ha establecido como meta reducir como mínimo un 50% de las emisiones del transporte marítimo al año 2050, respecto a 2008; habiendo establecido además diversos objetivos de reducción de la intensidad de carbono.

Al igual que en el transporte aéreo, la regulación cada vez más exigente respecto a emisiones abrirá espacio para diversas formas de propulsión más sostenibles. En el cuadro se presentan las diferentes alternativas.

Combustible	GEI	SOx	NOx	PM	TRLs (1-9)	TCO (HFO = 1)	
Fuel Oil Pesado (HFO)					8	1,0	
Diésel Marítimo (MGO)					9	1,2	
Gas Natural Licuado (GNL)					8	1,0	Desafíos combustibles futuros
Biodiésel (2a generación)					7	2,0	No requiere cambios en la infraestructura, desafío en la escalabilidad de la materia prima
Metanol (2a gen/sintético)					6	2,5	Barcos ya operables con metanol con escasas modificaciones; desafío en los costos
Amoníaco Verde					5	1,5	Sistema de suministro de motor en fase de prototipo; estándares de seguridad
Hidrógeno Verde					3	2,0	Requiere grandes volúmenes de almacenamiento

■ Combustibles actuales

■ Combustibles futuros

● Alto

● Medio

● Bajo

GEI: Gases de efecto invernadero

SOx: Óxidos de Azufre

NOx: Óxidos Nitrógeno

PM: Material Particulado

TRL: Nivel de Madurez de la Tecnología

TCO: Costo total de propiedad

Fuente: Basado en McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

El metanol, si bien es algo menos económico, presenta varias ventajas respecto a las demás alternativas que podrían apalancar su desarrollo. En particular, requiere una baja inversión en la reconversión de los barcos, la infraestructura actual es compatible, es seguro en el manejo y sería escalable dada la disponibilidad de materia prima.

En función de las condiciones de competitividad del país, en el caso de que la descarbonización del sector marítimo se basara en el metanol, y no en el amoníaco; el Mercado Total Abordable (TAM) de combustibles marítimos para Uruguay podría más que duplicarse. Se estima además que en función de los supuestos de captura de mercado

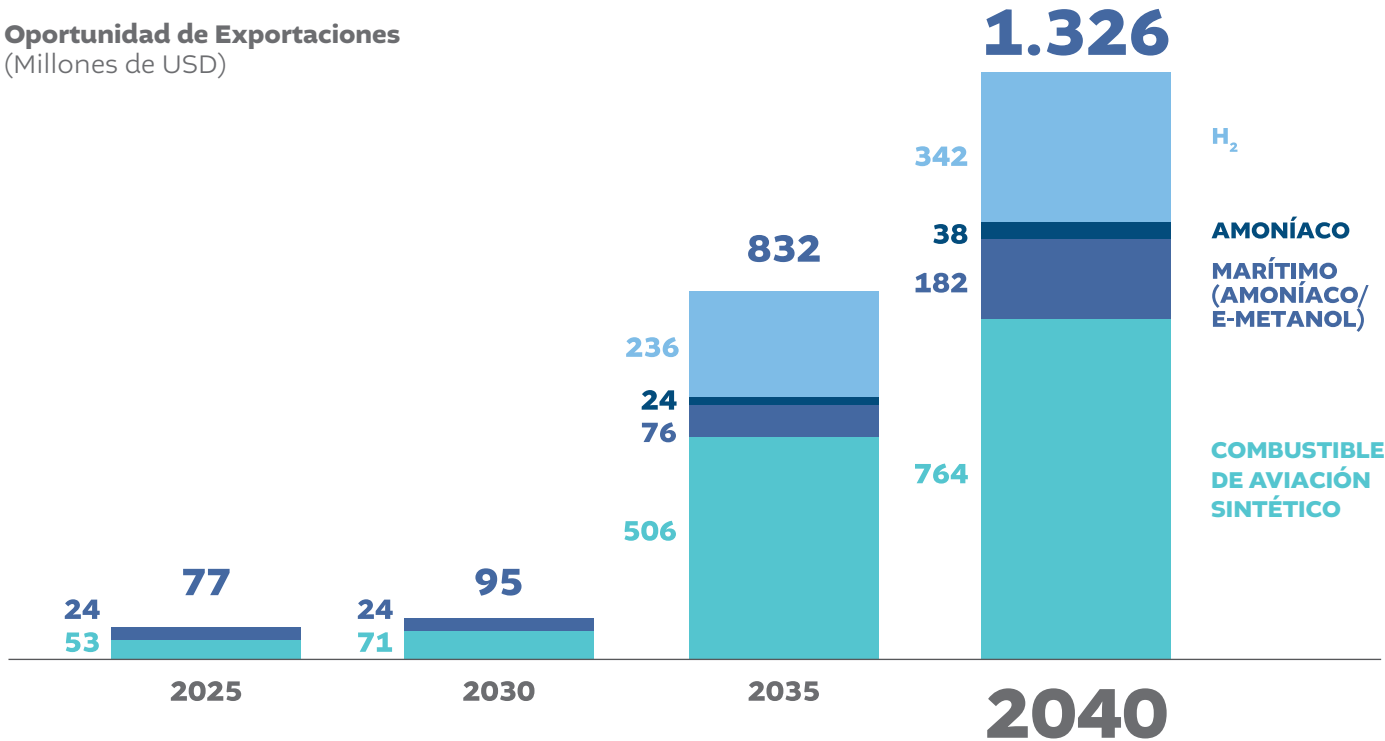
considerados, la oportunidad de los combustibles marítimos para el país rondaría los 180 millones de dólares al 2040.

Ver Anexo III para más supuestos. (Clik aquí)

Demanda Externa

SÍNTESIS DE LA OPORTUNIDAD DE EXPORTACIONES DE H₂ VERDE Y DERIVADOS

Oportunidad de Exportaciones
(Millones de USD)



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

En el 2040

Oportunidad total de exportaciones de H₂ verde y derivados:

1.326 millones de dólares

Principales impulsores:

Combustible de aviación sintético, por impulso de la industria de la aviación y ventajas competitivas para la producción de combustibles sintéticos.

H₂ verde, impulsado principalmente por el transporte en los mercados de destino, en función de la evolución futura de la tecnología de almacenamiento y transporte.

Combustible marino, con ventajas competitivas en el metanol.

La Demanda Interna

El análisis del potencial de la demanda interna se realiza priorizando diversos usos posibles del H₂ verde, en función del tamaño estimado del mercado interno y la viabilidad tecnológica de aplicar soluciones basadas en H₂ verde.

Se construyen dos escenarios, uno de base y otro de crecimiento acelerado, y se estiman los puntos de equilibrio del TCO que indica desde qué momento la tecnología asociada al H₂ verde podría empezar a ser competitiva frente a otras alternativas.

Ver Anexo IV para más supuestos. (Clik aquí)

Las siguientes 13 aplicaciones fueron priorizadas en el estudio:



Transporte por carretera

1. Camiones de carga media
2. Camiones de carga pesada
3. Buses/coaches
4. Combustibles sintéticos (diésel y metanol)



Otros transportes

5. Combustible Jet Sintético
6. Montacargas
7. Vehículos agrícolas
8. Transporte marítimo



Materias primas

9. Amoníaco
10. DRI



Calor y generación

11. Mezcla de gas hidrógeno
12. Calentamiento de grado alto
13. Calentamiento de grado medio

Demanda Interna

ESCENARIO BASE - año inicial de adopción de tecnología por aplicación

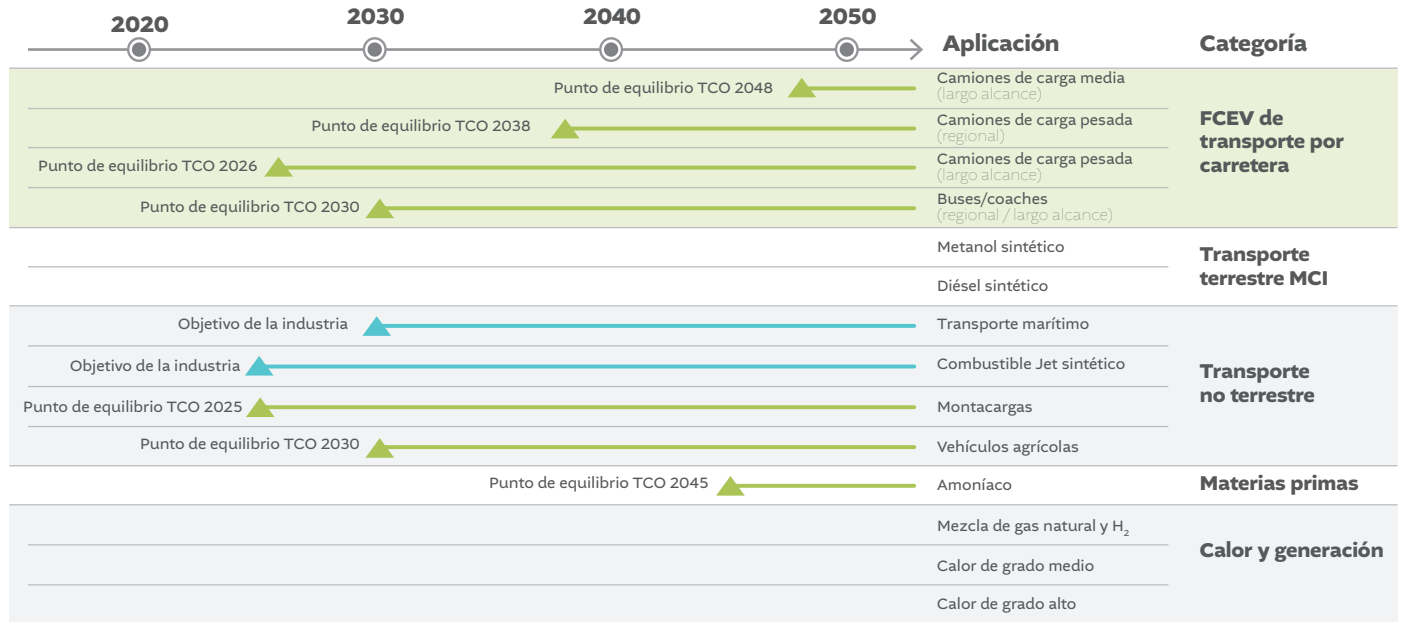
En el análisis realizado para Uruguay muestra que, en el escenario base, siete aplicaciones de H₂ verde podrían ser competitivas antes de 2040, ya que podrían alcanzar el punto de equilibrio del costo total de propiedad en el período. En particular, aquellas vinculadas al transporte de carga pesada y vehículos de trabajo alimentados con celdas de combustible serían las primeras en alcanzarlo.

REFERENCIAS

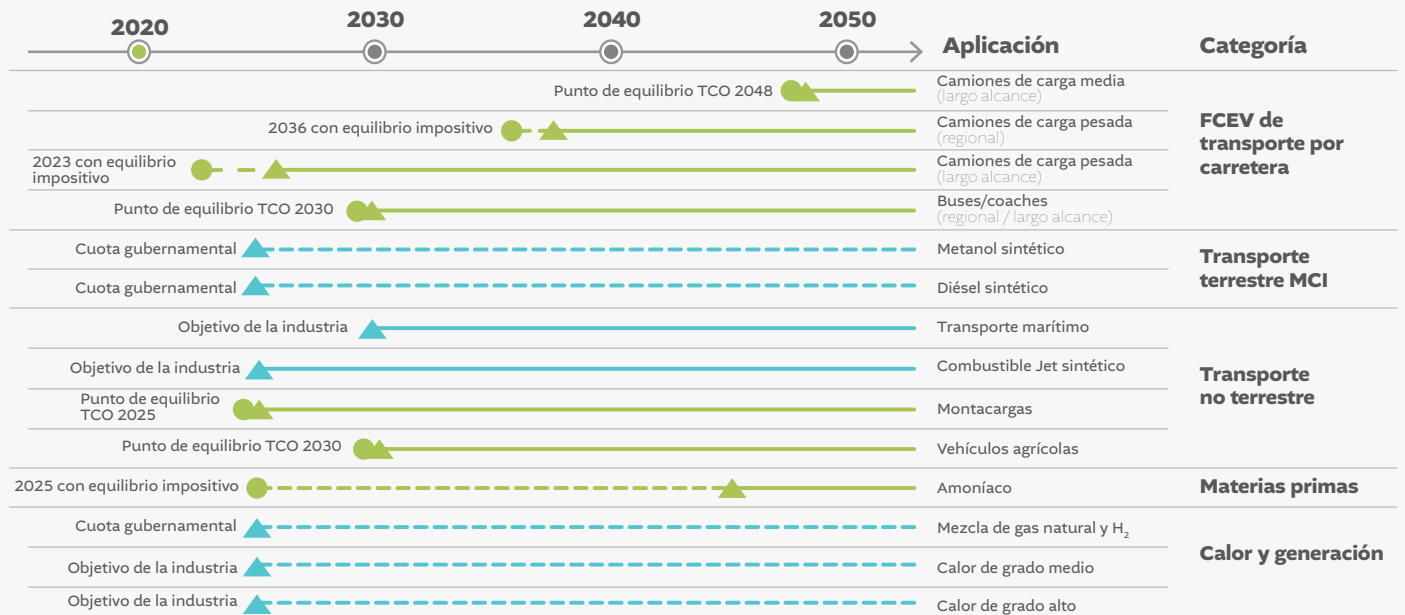
- Escenario de caso acelerado
- Escenario base
- ▲ Punto de equilibrio TCO
- ▲ Objetivo del Gobierno / Industria
- TCO + 50 USD CO₂

ESCENARIO ACELERADO - año inicial de adopción de tecnología por aplicación

En el caso del escenario acelerado en que se aplica un impuesto al carbono de 50 USD/ Ton CO₂, se acerca en el tiempo el momento en que se alcanza la competitividad del H₂ para las distintas aplicaciones. Por otra parte, por vía de la regulación, podría abrirse espacio también para otros usos como los combustibles sintéticos para el transporte por carretera, o las de calor y potencia.



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

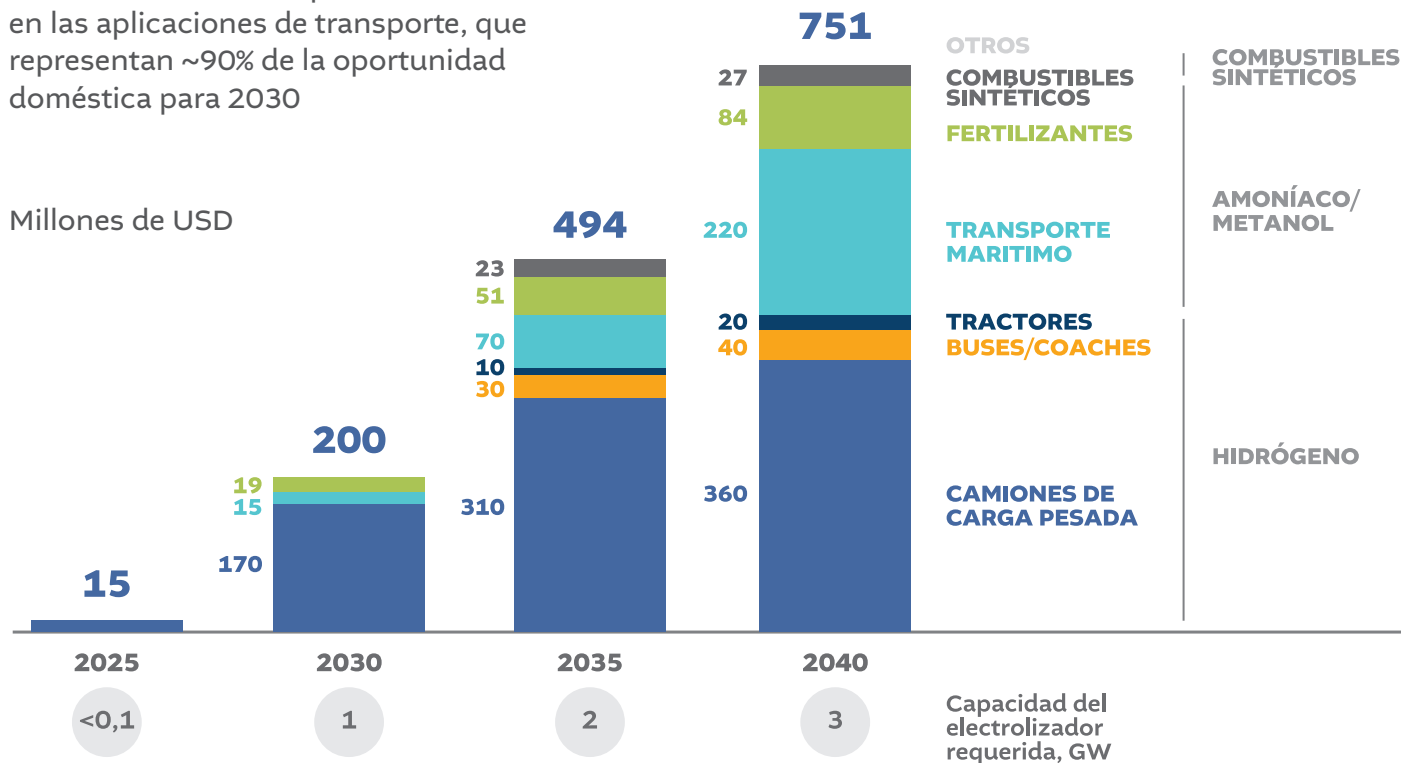
Demanda Interna

La oportunidad proyectada en el mercado doméstico podría alcanzar valor aproximado de USD 751 millones al año en 2040. El transporte pesado (camiones y buses) serían los principales impulsores de esta demanda, representando casi la totalidad de la oportunidad de desarrollo del mercado en el corto plazo. Los combustibles sintéticos, incluyendo el mercado de transporte marítimo irían en segundo lugar, seguidos de los fertilizantes.

Oportunidad doméstica:

Los esfuerzos a corto plazo deben enfocarse en las aplicaciones de transporte, que representan ~90% de la oportunidad doméstica para 2030

Millones de USD



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID



6

Necesidades de inversión y capital humano

Necesidades de inversión y capital humano

Los niveles de producción y captura de mercado de H₂ verde y sus derivados estimados en las secciones anteriores, requerirían de un volumen de inversión cercano a los 19.000 millones de dólares al 2040 para poder ser satisfechos.

Estos valores consideran una capacidad de electrólisis de 10 GW -20 GW de potencia en energías renovables- y una producción de H₂ verde cercana al millón de toneladas. Esto requeriría además desarrollar toda la infraestructura de generación y transmisión eléctrica, la logística del H₂ verde (ductos, terminales, etc.) y la producción de derivados.

Desde el punto de vista de la creación de empleo, se estima que podrían generarse más de 34.000 puestos de trabajo directos al 2040 en el sector, lo cual requeriría desarrollar programas de formación, fundamentalmente a nivel de expertos e ingenieros.

Para 2040, se proyecta que se requerirían 19 mil millones de USD de CAPEX y 3 mil millones de USD de OPEX y

~34 mil empleos directos

a lo largo de la industria de hidrógeno para satisfacer las necesidades de producción

Necesidades de talento por categoría, (2035), %

40%

Trabajadores de baja calificación

30%

Técnicos y personal experimentado

20%

Ingenieros

5%

Expertos

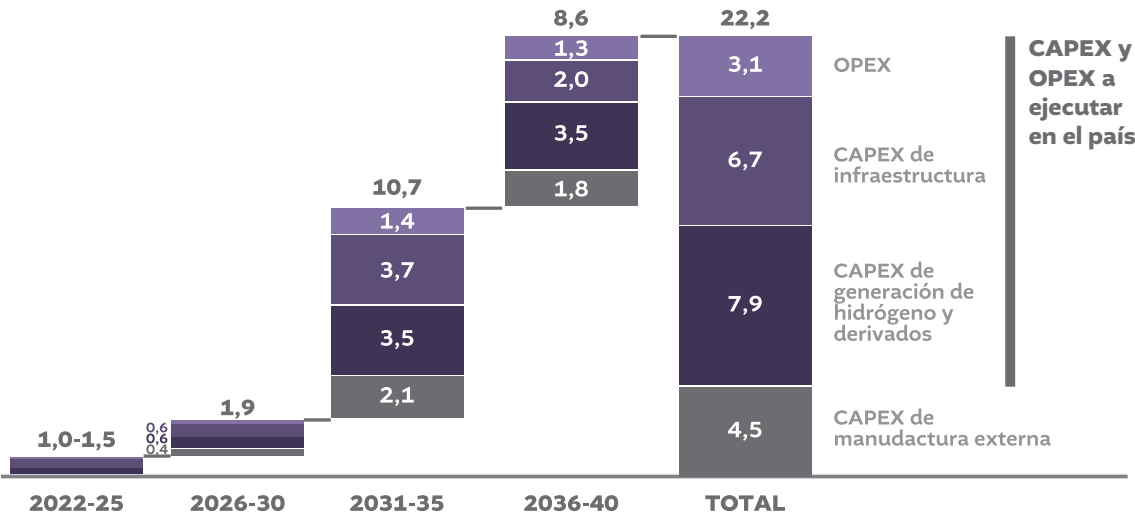
5%

Personal Administrativo y de apoyo a la gestión

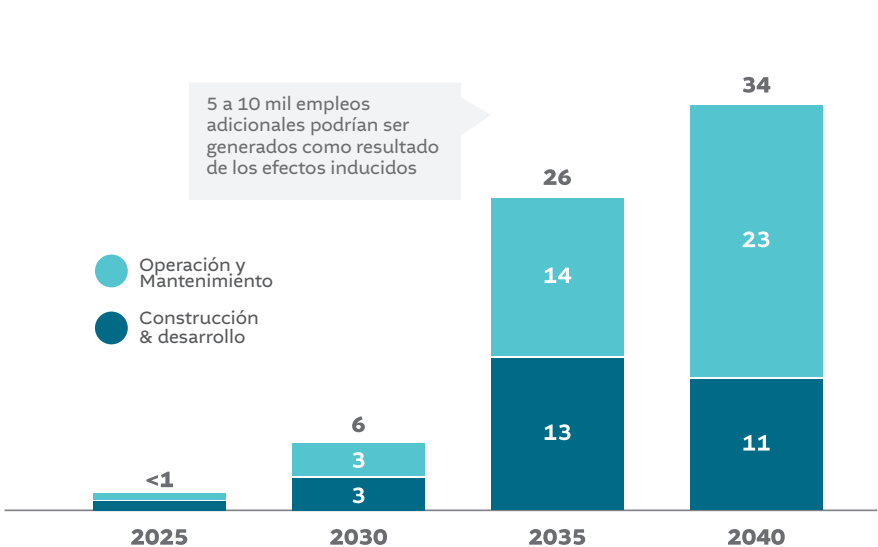
Ver Anexo V para más supuestos. (Clik aquí)

Proyecciones de CAPEX y OPEX 2025-2040

Miles de Millones de USD



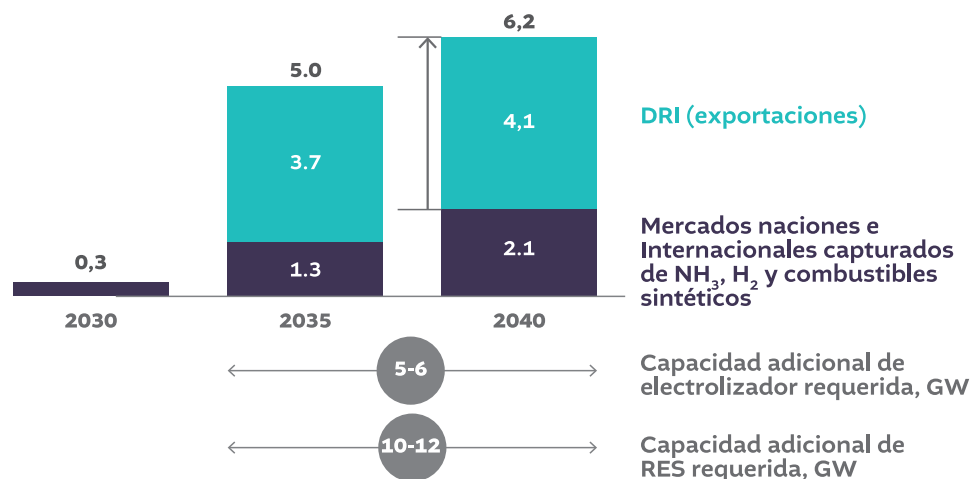
Empleos anuales (en miles)



LA OPORTUNIDAD DEL DRI (Hierro de Reducción Directa)

El desarrollo de la cadena de valor de la minería y procesamiento (reducción directa) del hierro con H_2 verde podría triplicar la oportunidad para Uruguay al 2040; adicionando aproximadamente un volumen de negocios de 4.100 millones de dólares anuales; necesidades de potencia de electrólisis de 5-6 GW y de energías renovables alrededor de los 10-12 GW. Además de esto, se debería desarrollar la extracción de hierro a gran escala y toda la infraestructura y logística asociada para el procesamiento, transporte y exportación del metal.

El DRI producido en el país podría ser competitivo debido a la alta calidad del hierro existente los yacimientos y a su estructura de costos, en la que el H_2 verde, la electricidad y el propio mineral representan entre el 80% y el 90%. Además, es un producto más económico de transportar que el acero, que sería menos competitivo de producir en el país.



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Se necesitarían 5-6 GW adicionales de capacidad de electrolizador y 10-12 GW de generación de energía para DRI (+50% de capacidad adicional para 2040). La captura de esta oportunidad está sujeta a desarrollar la extracción de mineral de hierro a escala en Uruguay y su infraestructura logística y de exportación.

LOS DESAFÍOS DE PREPARARSE PARA LA ECONOMÍA DEL H₂ VERDE

Las secciones precedentes mostraron que el desarrollo de una economía global de H₂ Verde podría traer grandes oportunidades para Uruguay, generando importantes transformaciones en el sector energético y en la cadena productiva.

Sin embargo, preparar al país para aprovechar las oportunidades que se presenten implica planificar de forma estratégica y trabajar de forma coordinada y consistente entre los diversos actores públicos, privados y la academia. Se detallan a continuación algunos de los principales aspectos a trabajar para el desarrollo del H₂ verde en Uruguay.

En la segunda entrega de esta serie de documentos se profundiza en cada uno de estos aspectos, presentando ejemplos internacionales y buenas prácticas.

[Ver Anexo VI para más supuestos. \(Clik aquí\)](#)

1.

Construir una visión de largo plazo, que establezca el direccionamiento general, sea aceptada por las partes interesadas y que trascienda los períodos de gobierno. La Política Energética 2005-2030 es un ejemplo exitoso y reciente en este sentido.

2.

Planificar estratégicamente el desarrollo de la infraestructura necesaria para producir, transportar, almacenar y despachar H₂ verde, y sus derivados, ya que esto implica inversiones de gran magnitud con impactos de largo plazo.

3.

Generar las condiciones e incentivos para atraer las inversiones al país, que permitan impulsar los proyectos, transferir tecnología y conocimiento y desarrollar las cadenas de valor locales. Las reglas estables y el acceso al financiamiento son dos características favorables en Uruguay.

4.

Planificar las necesidades de talento y crear los programas de formación e I+D necesarios para crear capacidades locales, tanto a nivel técnico y de construcción, como de ingenieros y expertos que es donde se han detectado preliminarmente las brechas potenciales más importantes.

5.

Desarrollar la regulación tanto del mercado, como técnica (normas, estándares, etc.) para que las operaciones se realicen de forma segura.

6.

Impulsar la cooperación internacional para intercambiar conocimiento, crear capacidades y aprovechar las oportunidades de integración regional.

7.

Desarrollar una adecuada gobernanza y una **estrategia de comunicación transparente y efectiva con las diferentes partes interesadas** de forma de generar consensos a nivel social y lograr una mayor aceptación del H₂ verde.

7 Conclusiones

1

Uruguay posee recursos energéticos renovables de calidad, en abundancia y altamente complementarios, que le permitirían producir H_2 verde y sus derivados a costos competitivos internacionalmente. El desarrollo de una economía global del H_2 verde daría al país el potencial de desarrollar un mercado de exportaciones de H_2 verde y sus derivados, con impactos significativos en el desarrollo económico y social del país, a la vez que permitiría seguir profundizando la descarbonización de la economía, en línea con el Acuerdo de París, la NDC y la Estrategia Climática de Largo Plazo.

2

El costo de producción H_2 verde (LCOH) para instalaciones de gran escala (+500 MW) se estimó en el entorno de 1,2 a 1,5 USD/kg H_2 al año 2030, según la zona geográfica y la calidad de los recursos renovables; estos valores están dentro de un entorno competitivo internacionalmente.

3

Uruguay posee ventajas comparativas para la producción de combustibles sintéticos derivados del H_2 verde (metanol y combustible de aviación) debido a la disponibilidad de CO_2 proveniente de fuentes industriales que procesan biomasa sostenible. Por tal motivo, los avances en la descarbonización del transporte aéreo a través del uso de combustible de aviación sintético, así como también en el transporte marítimo, en particular en lo relativo al uso de metanol, podrían presentar importantes oportunidades para el país. El H_2 verde como combustible para transporte terrestre presentaría también buenas oportunidades de desarrollo.

4

En función de las condiciones de competitividad del país, los escenarios de demanda y la captura de mercado considerados, se estima que el mercado potencial de exportaciones ascendería aproximadamente a los 1.300 millones de dólares anuales al 2040 impulsado principalmente por el jet-fuel sintético (58%), el H_2 verde (26%) y los combustibles marítimos sintéticos, fundamentalmente metanol (14%).



H2

5

El mercado doméstico se estima que podría ascender a los 750 millones de dólares para el 2040, impulsado principalmente por el transporte de carga pesada terrestre, que representaría el 48% del total. Por otra parte, el desarrollo de la minería de hierro y su transformación mediante reducción directa (DRI por sus siglas en inglés) con H₂ verde, podría representar una oportunidad adicional de alrededor de 4.100 millones de dólares al 2040.

6

Esto requeriría una producción de H₂ verde cercana al millón de toneladas año, lo cual implicaría la instalación de 10 GW de potencia de electrolizadores -y 20 GW de potencia de energías renovables-, niveles de inversión en el entorno de los 19.000 millones de dólares y la generación de alrededor de 34.000 puestos de trabajo directo al 2040. El desarrollo del DRI implicaría el desarrollo de 5-6 GW adicionales de capacidad de electrólisis; lo que requeriría entre 10-12 GW de potencia de generación eléctrica renovable.

7

Aprovechar estas oportunidades requiere prepararse de forma estratégica, creando una visión consensuada de largo plazo que establezca líneas de trabajo y trascienda los períodos de gobierno. Se deberán considerar, entre otros aspectos, el desarrollo de infraestructura, el desarrollo del talento y las capacidades locales, la investigación y el desarrollo, la regulación técnica, la regulación del mercado, el acceso al financiamiento y los incentivos a la inversión, la cooperación internacional, la integración regional, los aspectos vinculados al desempeño ambiental y social, y la comunicación efectiva con las diferentes partes interesadas. El segundo documento de esta serie profundiza sobre estos aspectos.

REFERENCIAS

- **CMNUCC - Acuerdo de París (2015)** – artículo 2 inciso a. Disponible en: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris> (consultado en noviembre 2022)
- **ENA (2021)**: Gas Goes Green – Britain's Hydrogen Blending Delivery Plan. Disponible en: <https://www.energynetworks.org/newsroom/britains-gas-grid-ready-to-deliver-hydrogen-across-the-country-from-2023-energy-networks-announce> (consultado en noviembre 2022)
- **IATA (2021)**: Net-Zero Carbon Emissions by 2050. Press release n°66, 4 de octubre de 2021. Disponible en: <https://www.iata.org/en/pressroom/pressroom-archive/2021-releases/2021-10-04-03/> (consultado en noviembre 2022)
- **IEA (2021)**: Global Hydrogen Review 2021. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021> (consultado en noviembre 2022)
- **IEA (2022)**: Aviation, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/aviation>, License: CC BY 4.0 (consultado en noviembre 2022)
- **IECM (2019)**: IECM Technical Documentation: Amine-Based Post-Combustion CO₂ Capture. Preparado por The Integrated Environmental Control Model Team, Department of Engineering and Public Policy, Carnegie Mellon University para el U.S. Department of Energy National Energy Technology Laboratory. Disponible en: https://www.cmu.edu/epp/iecm/documentation/2019Jan_IECM%20Amine-based%20CO2%20Capture.pdf (consultado en noviembre de 2022)
- **IPCC (2021)**: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, pp. 3–32, doi: 10.1017/9781009157896.001. Disponible en: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM.pdf (consultado en noviembre 2022)
- **IRENA (2020)**: Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction> (consultado en noviembre 2022)
- **IRENA (2022)**: World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2022/mar/world-energy-transitions-outlook-2022> (consultado en noviembre 2022)
- **ONU (2022)**: Net-Zero Coalition website. <https://www.un.org/en/climatechange/net-zero-coalition> (consultado en noviembre de 2022)
- **REN21 (2022)**: Renewables 2022 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat). Disponible en: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf (consultado en noviembre 2022)
- **Ritchie, Roser y Rosado (2020)**: CO₂ and Greenhouse Gas Emissions. Publicado online en OurWorldInData.org. Extraído de: <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector> (consultado en noviembre de 2022)

Anexos

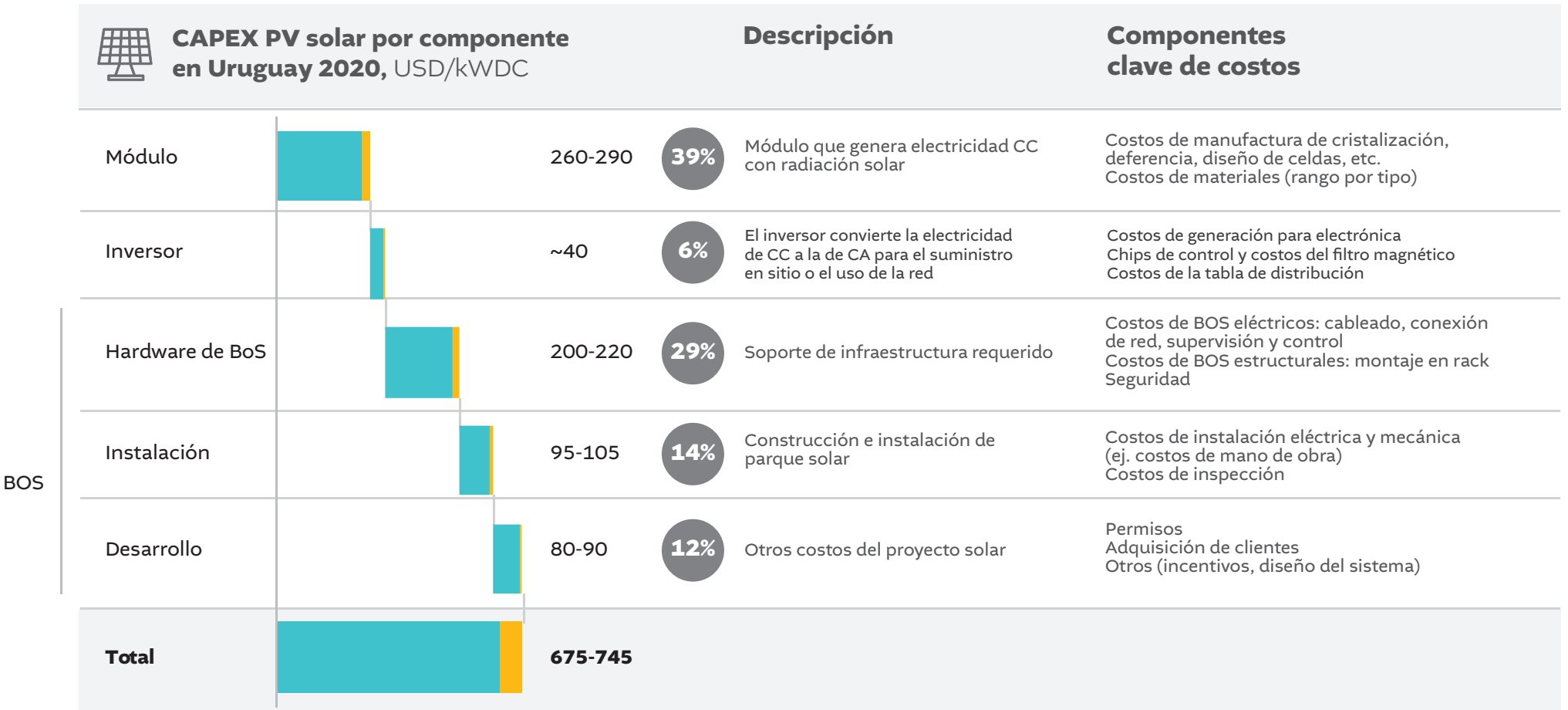


Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Solar Fotovoltaica

Los módulos representan la mayor participación de CAPEX solar (~40%), seguido por hardware de BOS¹ (~30%)

Pequeña escala solar (20-100 MW): mono-facial, seguimiento de eje único



 Rango bajo  Rango alto  **Participación de componentes del costo total, aprox.**

¹Balance del sistema

Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato # :C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Solar Fotovoltaica

Curvas de aprendizaje desarrolladas con base en datos históricos y proyecciones futuras

Solar a escala pequeña (20-100 MW): mono-facial, seguimiento de eje único



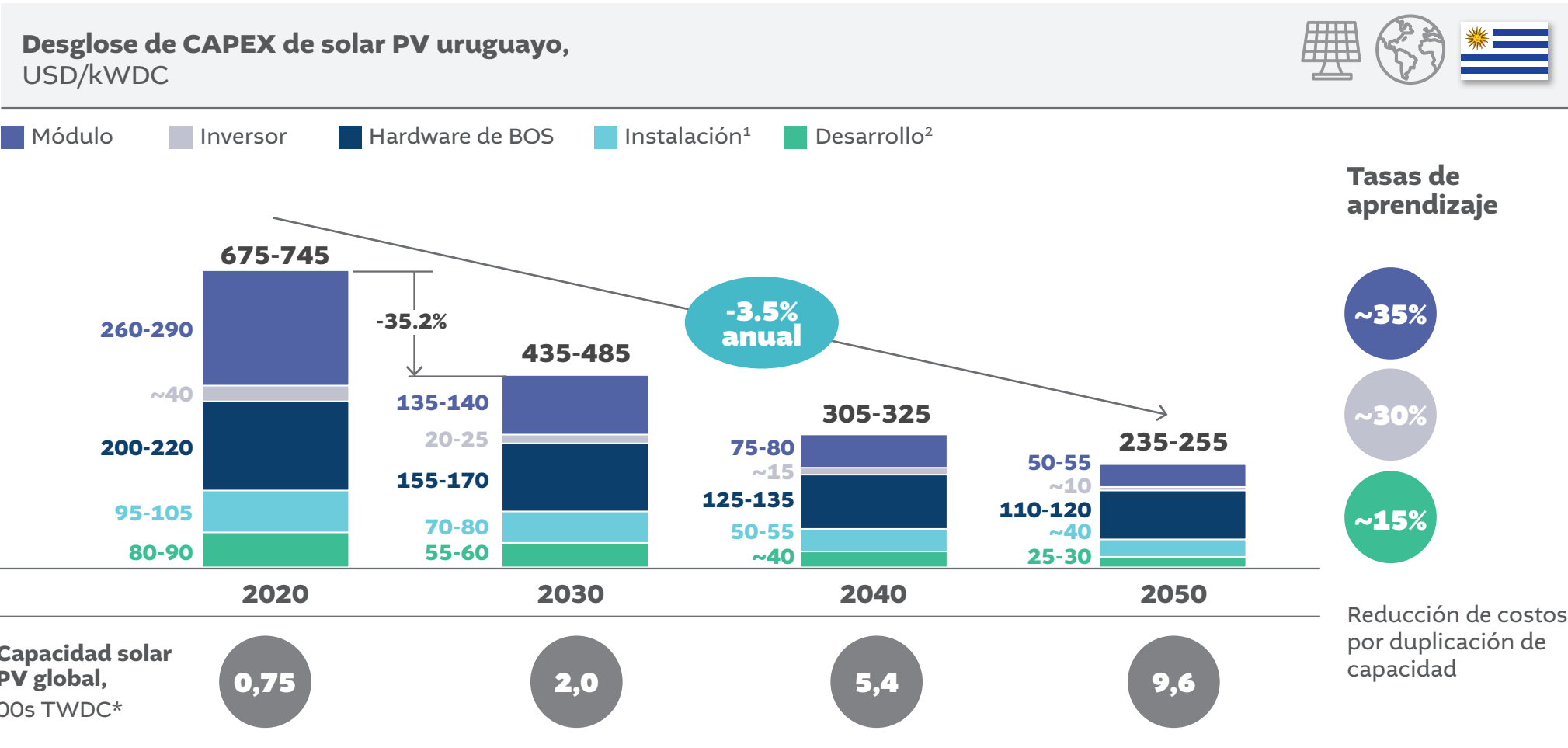
Componentes	Curva de Aprendizaje	Factores clave para la reducción de costos	Metodología
Módulo	~35%	Optimización de procesos de fabricación de módulos Mayor adopción de nuevos tipos de arquitectura de celdas Una mayor eficiencia del módulo PV se traduce en áreas más pequeñas para un vatio dado Mayor uso de alambre de diamante Automatización y costos laborales reducidos	1 Recolección de datos históricos de precios de módulos PV y correlación con capacidad solar PV instalada , Módulo PV promedio
Inversor	~30%	Estandarización tecnológica a lo largo del tiempo Cambio a ubicaciones de fabricación con menores costos de mano de obra y transporte Aumento en economías de escala y comoditización debido a despliegues más grandes Las curvas de aprendizaje se calculan como la disminución proyectada en el precio cada vez que se duplica la capacidad	
Hardware de BoS	~15%	Reducción en precios de piezas de hardware (cables, cajas de conexiones, etc) Mayor presión competitiva Área reducida para el mismo vatio, se traduce en una reducción de la cantidad de hardware necesario para el mismo vatio Convergencia hacia mejores prácticas entre proveedores	2 Analizar curvas y tendencias históricas y ajustarlas según el contexto uruguayo con inputs de entrevistas con expertos de McKinsey sobre tecnologías Solar PV 3 Considerando ambos inputs, las curvas de aprendizaje se calculan como la disminución esperada en el precio cada vez que se duplica la capacidad

Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Solar Fotovoltaica

Se espera que los componentes de CAPEX Solar PV caigan en ~35% en la próxima década y 3.5% p.a. general hasta 2050

Solar a escala pequeña (20-100 MW): mono-facial, seguimiento de eje único



*Teravatios-corriente continua

1. Disminución a una tasa promedio de 3.1% p.a.
2. Disminución a una tasa promedio de 3.7% p.a.






Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Solar Fotovoltaica

Se espera que la reducción de OPEX continúe impulsada por mejoras tecnológicas y operacionales

Solar a escala pequeña (20-100 MW): mono-facial, seguimiento de eje único



OPEX solar por componente para Uruguay 2020, USD/kWDC		Descripción		Componentes clave de costos
Mantenimiento programado		5,6 - 6,2	<div>43%</div> Mantenimiento regular de los componentes del sistema (verificación de conexiones, voltajes y módulos) Limpieza de polvo, etc.	Costo laboral de las personas en la planta Repuestos
Mantenimiento no programado		0,9 - 1,0	<div>7%</div> Mantenimiento ad-hoc cuando el sistema está caído	Costo laboral de las personas en la planta Repuestos
Reserva de reemplazo de inversor		2,8 - 3,0	<div>21%</div> Nuevos diseños y materiales que garantizan una vida útil más larga y más baja; también permite un reemplazo más fácil con componentes en lugar de cambiar todo el inversor	Repuestos del inversor
Gestión de operaciones		3,8 - 4,2	<div>29%</div> Gestión de la planta y soporte técnico, administrativo y de seguridad	Costo de mano de obra de gerentes, personal técnico y personal administrativo Seguros, impuestos a la propiedad, etc.
Total		13,1 - 14,4	<div></div> <div><div></div> Rango bajo</div> <div><div></div> Rango alto</div> <div><div>x%</div> Participación de componentes del costo total, aprox.</div>	

Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Solar Fotovoltaica

Continuando la tendencia de reducción de costos históricos, el OPEX declinará en ~17% entre 2020 y 2030

Solar a escala pequeña (20-100 MW): mono-facial, seguimiento de eje único

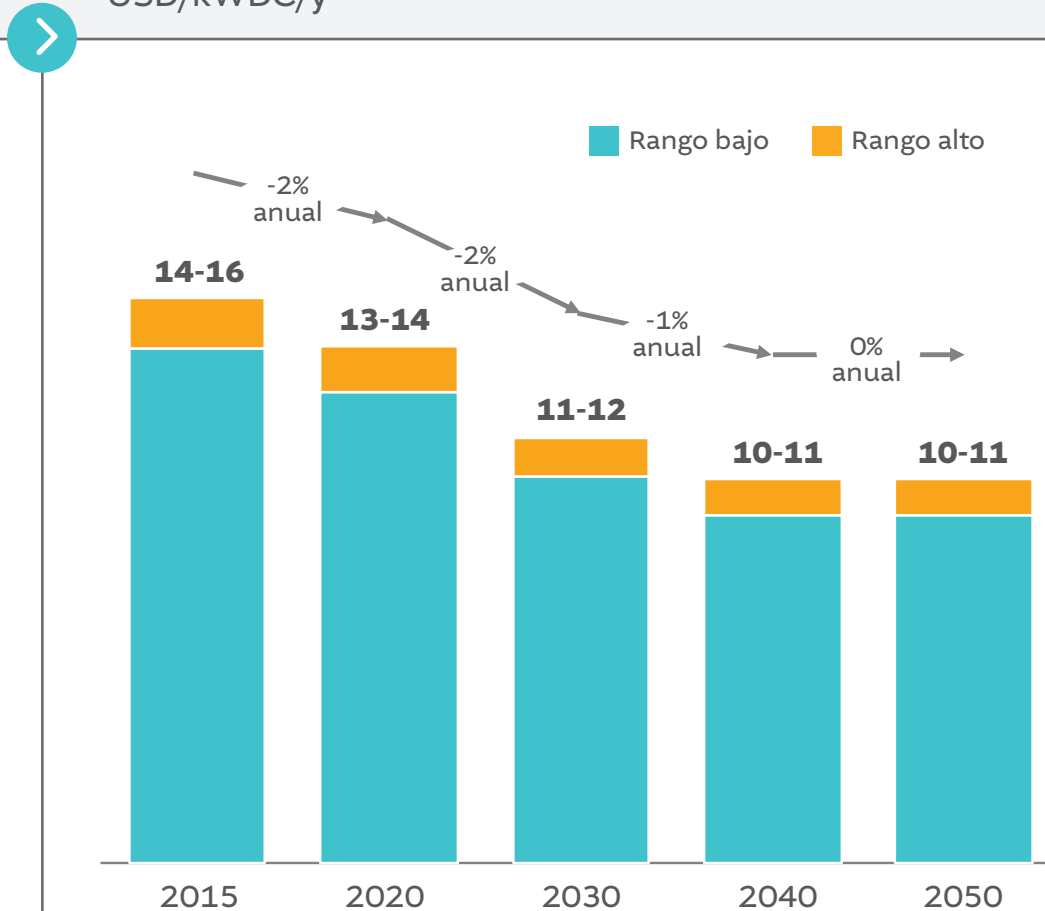


Metodología

OPEX solar proyectado a escala de servicios públicos, USD/kWDC/y

Factores que impulsarán la reducción de costos futura

El OPEX proyectado se calcula suponiendo que **la tasa de reducción de costos históricos** de 2% p.a. continuará hasta 2030, después de lo cual **los costos se nivelarán** a un 1% p.a. hasta 2040



Mantenimiento programado y no programado

Mantenimiento óptimo con diferentes estrategias (ej. mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo).

Modelo de apoyo operacional de planta rentable (ej. contratista, proveedor externo).

Sistema de monitoreo mejorado.

Reserva de reemplazo de inversor

Los nuevos diseños de inversor y los nuevos materiales permiten un reemplazo más fácil por componentes en lugar de un reemplazo completo del inversor.

Una mayor confiabilidad de los componentes garantiza una vida útil más larga con menos mantenimiento requerido.

Gestión de operaciones

Una mayor familiaridad y experiencia en la industria permite menos incertidumbre y menores riesgos en la gestión de plantas solares fotovoltaicas.

Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #: C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Anexo I: Supuestos LCOE

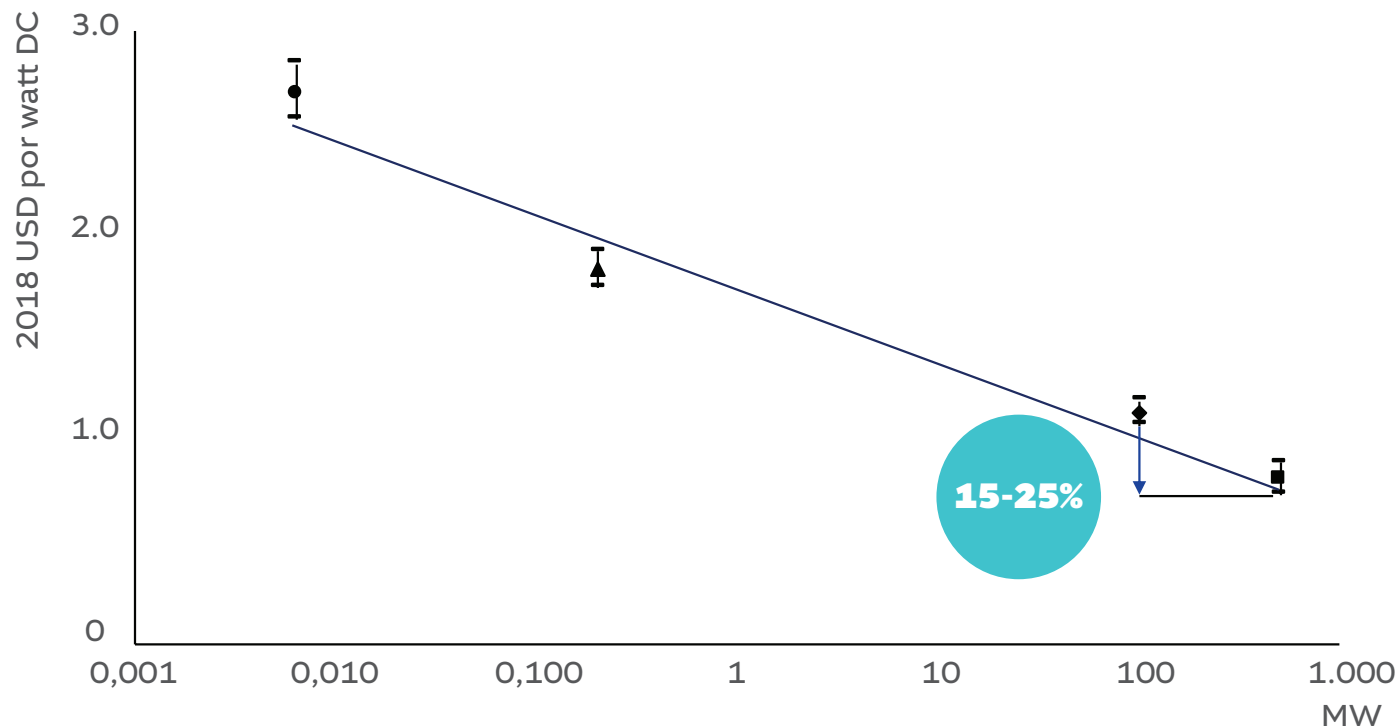
Supuestos LCOE Solar Fotovoltaica

Datos de mercado indican que las instalaciones a gran escala (+500 MW) pueden lograr una reducción de 15-25% en comparación con escalas de 20-100 MW

Solar a escala pequeña (20-100 MW): mono-facial, seguimiento de eje único

— PV Residencial (6,2 kW) — PV Comercial (200 kW) — PV de Servicios públicos (100 MW) — Escala proyectada (+500 MW)

Costos solares instalados por capacidad en 2018



Conclusiones clave

- El análisis de las tendencias del mercado mostró una reducción de costos de 15-25% en proyectos a escala, a partir de los datos del mercado de NREL
- Asumimos una reducción de costos del 15% para un enfoque más conservador






Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Eólica en Tierra

La turbina es el componente de costo más grande para CAPEX eólico en tierra, representando ~70% del costo total en 2020

Eólica en tierra a escala pequeña (20-100 MW): turbinas de ~4-6 MW



CAPEX eólico en tierra por componente ¹ en Uruguay 2020, USD/kW		Descripción		Componentes clave de costos	
Turbina ²		795 - 875	71%	Todos los componentes materiales de la turbina eólica excepto la base	Hélices, nacelle, torre, concentrador
Conexión de la base y la cuadrícula		150 - 165	13%	La estructura de soporte de la turbina más la conexión a la red incluyendo el cableado a la subestación	Fundación, conexión de red
Construcción		115 - 130	10%	Construcción de parque eólico	Transporte de componentes del proveedor a la turbina Trabajo de instalación de estructura de soporte, turbinas y cables de arreglo
Desarrollo		65 - 75	6%	Estudios de desarrollo, planeación y factibilidad	Estudios y monitoreo previo y durante la construcción de: medio ambiente/vida silvestre, ingeniería y planificación Contabilidad y asesoramiento legal Gestión de proyectos
Total		1.125 - 1.245		<div><div></div> Rango bajo<div></div> Rango alto</div> <div><div>x%</div> Participación de componentes del costo total, aprox.</div>	

1. Excluido del CAPEX es el costo de la tierra, ya que está incluido en el OPEX

2. Costo de turbina basado en Promedio Global de Vestas 2020

Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Eólica en Tierra

El CAPEX eólico en tierra tiene una tasa de aprendizaje histórica de ~11-12% debido a economías de escala y competencia en la cadena de suministro

Eólica en tierra a escala pequeña (20-100 MW): turbinas de ~4-6 MW



Componente	Tasa de aprendizaje para CAPEX, 2015-USD/kW (escala logarítmica)	Factores clave para la reducción de costos históricos
Turbina		Turbinas más grandes Economía de escala en el proceso de fabricación Aumento en estandarización Aumento de la competencia en la cadena de suministro
Conexión de la base y la cuadrícula		Turbinas más grandes Economía de escala en el proceso de fabricación Aumento en estandarización Aumento de la competencia en la cadena de suministro
Desarrollo		Mejores técnicas de modelado Mejora en mediciones de recursos Economía de escala a través de proyectos más grandes
Construcción		Economías de escala usando componentes estructurales similares en grandes proyectos Aumento de la competencia en la cadena de suministro

1. Las tasas de aprendizaje para la estructura de turbina y soporte y el desarrollo, construcción y conexión a la red son las mismas que los componentes fueron calculados con base en una participación fija
 2. La fórmula estándar de la tasa de aprendizaje es: $\Delta p E x = \alpha * CumCap^{(\beta 1)}$, mientras que la fórmula normalizada para los precios del acero es: $\Delta p E x = \alpha * CumCap^{(\beta 1)} * SteelPrice^{(\beta 2)}$

Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #: C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

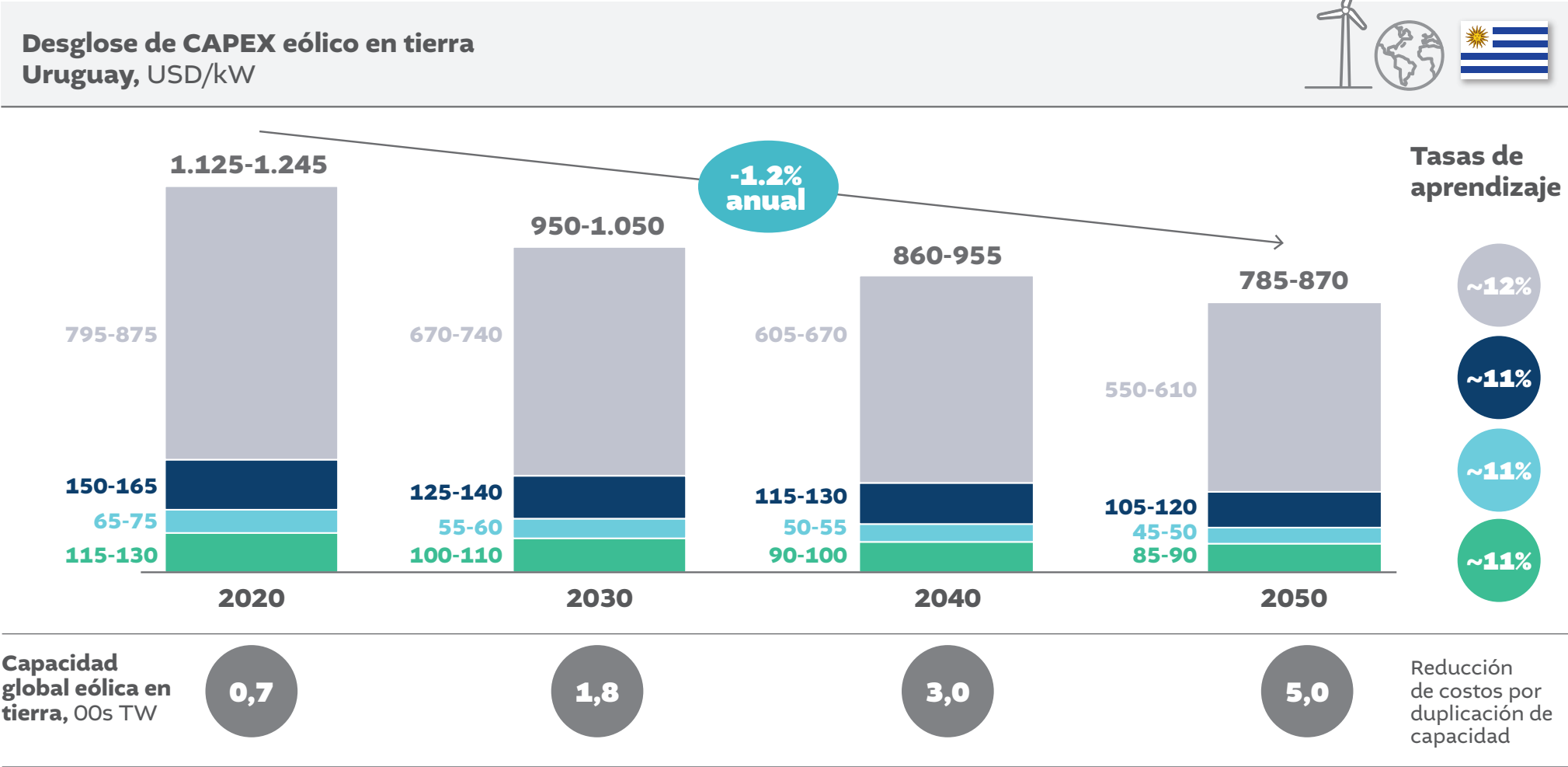
— Línea de regresión
 x% Tasa de aprendizaje¹

Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Eólica en Tierra

Se espera que los componentes de CAPEX eólico en tierra se reduzcan ~15% en la próxima década y continúen disminuyendo hacia adelante

Eólica en tierra a escala pequeña (20-100 MW): turbinas de ~4-6 MW



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato # :C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Turbina
Conexión de la base y la cuadrícula
Desarrollo
Construcción

Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Eólica en Tierra

Mantener el generador de turbinas eólicas requiere la mayor participación de OPEX, con la mano de obra como factor principal



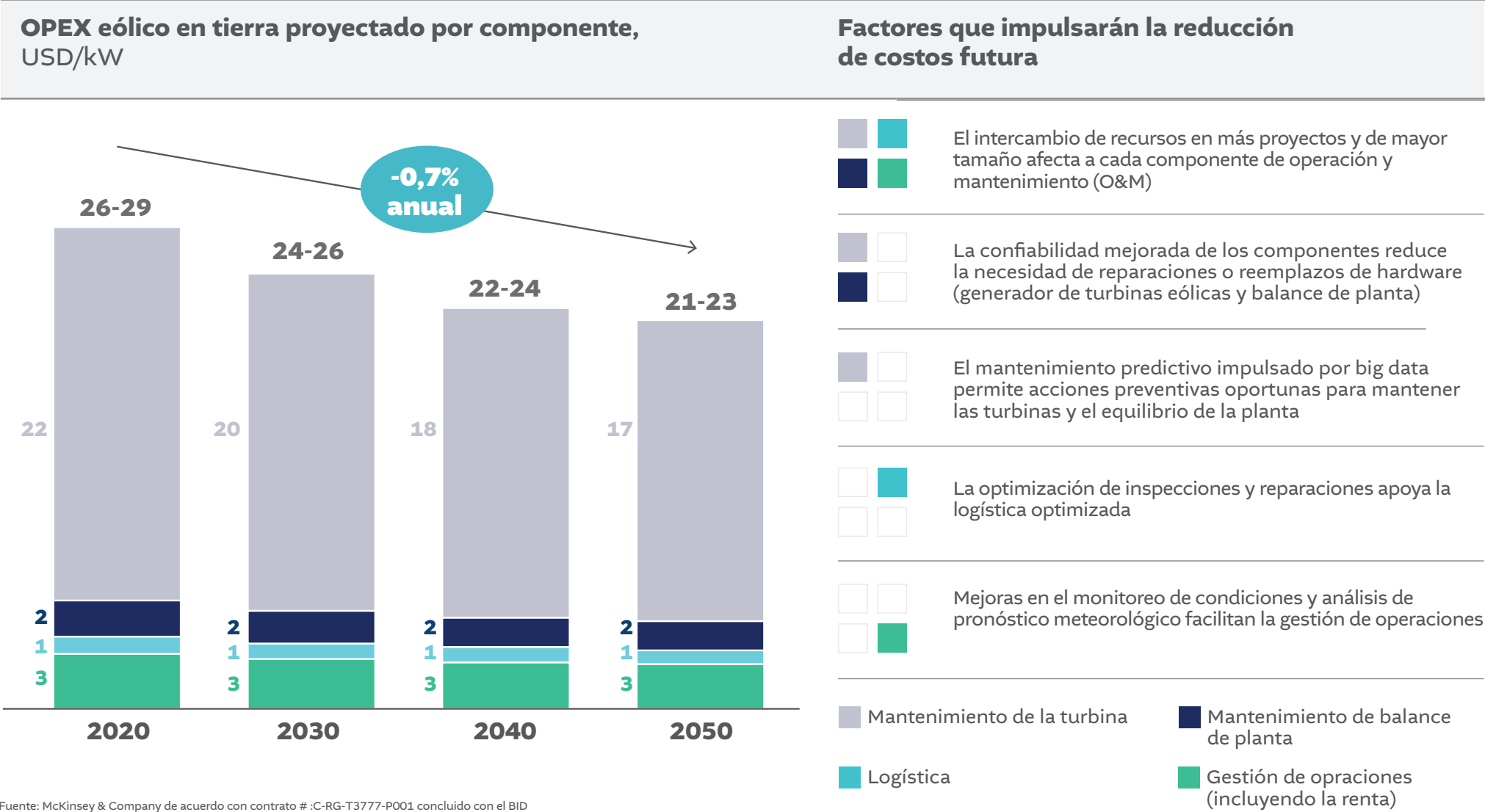
OPEX eólico en tierra por componente ¹ , Uruguay 2020, USD/kW		Descripción		Componentes clave de costos	
Mantenimiento de la turbina	<div><div></div><div></div></div> <div>20,5 - 22,6</div> <div>78%</div> <div>Mantenimiento (programado y no programado) de todos los componentes de la turbina</div> <div>Costo laboral de las personas en la planta Repuestos de turbina incluyendo hélices, generador y torre</div>				
Mantenimiento del balance de la planta	<div><div></div><div></div></div> <div>2,0 - 2,2</div> <div>7%</div> <div>Mantenimiento (programado y no programado) de todos los componentes del balance de la planta</div> <div>Costo laboral de las personas en la planta Repuestos de balance de planta incluyendo matriz eléctrica y fundación</div>				
Logística	<div><div></div><div></div></div> <div>1,0 - 1,1</div> <div>4%</div> <div>Costo de llevar los repuestos y trabajadores a la turbina eólica</div> <div>Equipos de transporte</div>				
Gestión de operaciones (incluyendo la renta)	<div><div></div><div></div></div> <div>2,9 - 3,2</div> <div>11%</div> <div>Gestión de la planta y soporte técnico, administrativo y de seguridad</div> <div>Renta de tierras Alquiler de instalaciones (dónde trabajan los gerentes de planta y dónde se almacenan los repuestos) Costo de gerentes de planta, personal de apoyo técnico y personal de apoyo administrativo</div>				
Total	<div><div></div><div></div></div> <div>26,4 - 29,1</div> <div><div></div> Rango bajo<div></div> Rango alto</div> <div><div>x%</div> Participación de componentes del costo total, aprox.</div>				

1. El balance de la planta incluye la fundación, el arreglo eléctrico, subestación, SCADA (Control Supervisor y Adquisición de Datos) y transformadores

Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Eólica en Tierra

Las reducciones futuras provienen principalmente de un mayor intercambio de recursos, ya que hay más parques eólicos y de mayor tamaño



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #: C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Eólica Costa Afuera

La turbina es el componente de costo más grande (~45%), seguido por la instalación (~25%) para CAPEX de eólico fijo costa afuera en 2020

Eólica costa afuera a gran escala (+500 MW): turbina fija de ~14 MW



CAPEX de eólico fijo costa afuera por componente ¹ en Uruguay 2025, USD/kW		Descripción		Componentes clave de costos	
Turbina ²	<div><div></div><div></div></div> <div>1.000-1.105</div> <div>45%</div> <div>La parte que genera electricidad a partir del viento, p. ej., el rotor y las hélices que son activadas por el generador de viento y espina para producir electricidad</div> <div>Chasis, hélices, concentrador, torre, sistema eléctrico de turbina al punto de conexión de los cables de la cabina Entrega de componentes de turbina al puerto</div>				
Instalación y comisiones	<div><div></div><div></div></div> <div>575-640</div> <div>26%</div> <div>Construcción de parque eólico</div> <div>Transporte de componentes de cada instalación del proveedor a la turbina Trabajo de instalación de estructura de soporte, turbinas y cables de arreglo</div>				
Desarrollo y gestión del proyecto	<div><div></div><div></div></div> <div>135-150</div> <div>6%</div> <div>Estudios de desarrollo, planeación y factibilidad</div> <div>Estudios y monitoreo previo y durante la construcción de: medio ambiente/ vida silvestre, ingeniería y planeación, contabilidad y asesoramiento legal Gestión de proyectos</div>				
Fundación	<div><div></div><div></div></div> <div>200-220</div> <div>9%</div> <div>Estructura para apoyar la turbina Depende en gran medida de la distancia al puerto y la profundidad del agua</div> <div>Fundación Entrega de componentes de estructura de apoyo al puerto</div>				
Costos impulsados por la turbina	<div><div></div><div></div></div> <div>1.910-2.110</div> <div>86%</div> <td colspan="2"></td>				
Balance de la planta ³	<div><div></div><div></div></div> <div>310-345</div> <div>14%</div> <div>Conexión a la red de transmisión a través de cables submarinos y subestaciones</div> <div>Cables, subestaciones, transporte (barcos), mano de obra</div>				
Total	<div><div></div><div></div></div> <div>2.220-2.455</div> <div>60 kilómetros de la costa y una profundidad del agua de 30 metros</div> <td colspan="2"></td>				

1. Excluido del CAPEX es el costo de la tierra, ya que está incluido en el OPEX

2. Costo de turbina basado en Promedio Global de Vestas 2020

3. Basado en parque eólico costa afuera Uruguay que comienza a operar en 2022, a 60 km de la costa, turbina de 14MW, profundidad del agua de 30m, tamaño del parque de 1000 MW

■ Rango bajo ■ Rango alto

⦿ Participación de componentes del costo total, aprox.

Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Eólica Costa Afuera

La perspectiva global de la eólica costa afuera predice un aumento de capacidad de más de seis veces para 2030 y una capacidad total de 1 teravatio para 2050

Solar a escala pequeña (20-100 MW): mono-facial, seguimiento de eje único



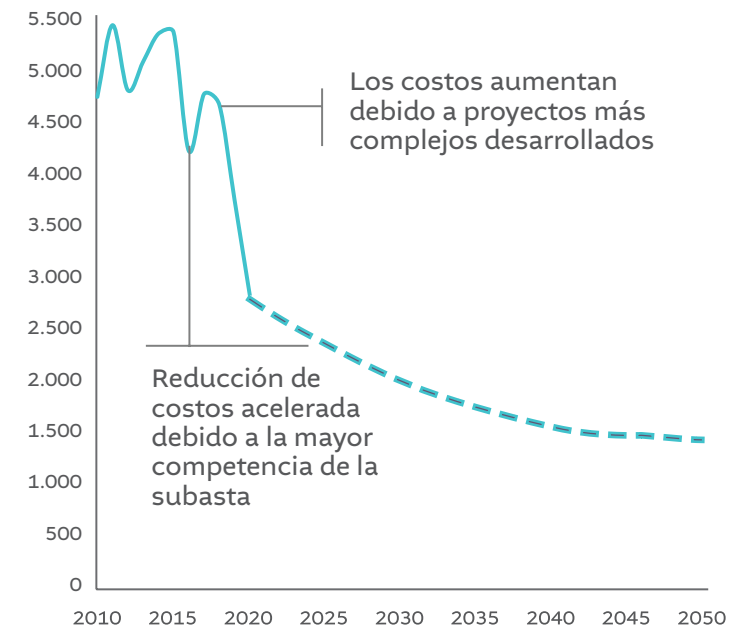
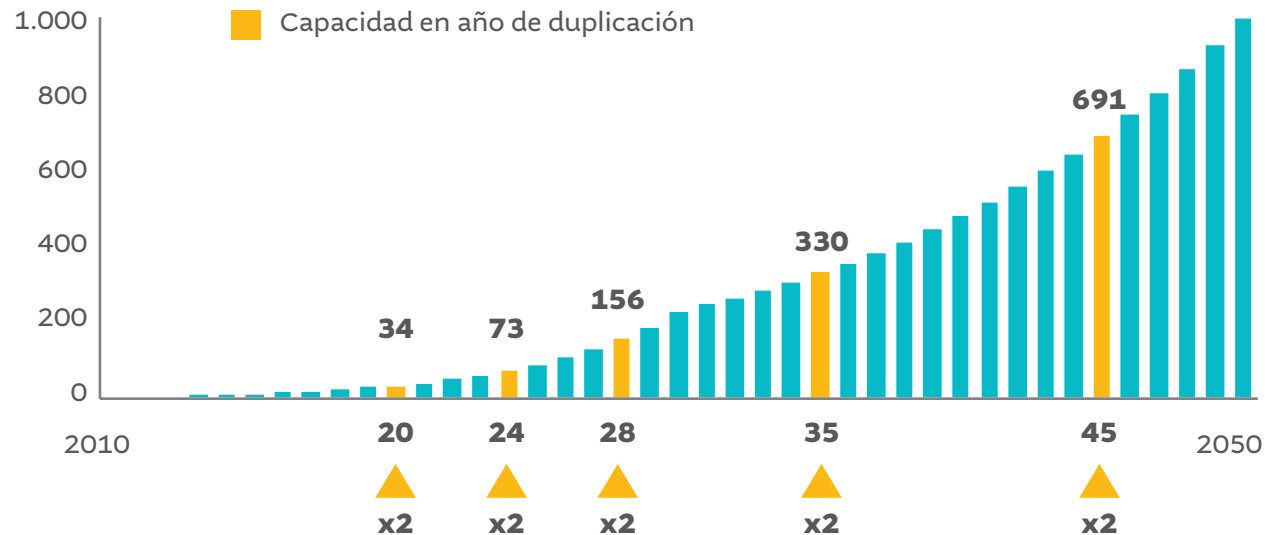
Tasas de aprendizaje

CAPEX es proyectado usando **tasas de aprendizaje históricas** para costos instalados generales y **capacidad instalada proyectada**

Teniendo en cuenta los valores de IRENA y las adiciones de capacidad, la **tasa de aprendizaje para el sistema general es de 13%**, lo que se refiere a la reducción de CAPEX lograda para cada duplicación en la producción acumulada

CAPEX eólico fijo costa afuera proyectado, 2020 - USD/kW

Capacidad eólica costa afuera instalada global, GW



Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Eólica Costa Afuera

Mantener el generador de turbinas eólicas requiere la mayor participación de OPEX, con la mano de obra como factor principal



OPEX eólico fijo costa afuera por componente ¹ , Uruguay 2025, USD/kW		Descripción		Componentes clave de costos	
Mantenimiento de la turbina		11,2 – 12,8	38%	Mantenimiento (programado y no programado) de todos los componentes de la turbina	Costo laboral de las personas en la planta Repuestos de turbina incluyendo hélices, generador y torre
Mantenimiento del balance de la planta		2,2 - 2,4	8%	Mantenimiento (programado y no programado) de todos los componentes del balance de la planta	Costo laboral de las personas en la planta Repuestos de balance de planta incluyendo matriz eléctrica y fundación
Logística		6,4 - 7,3	22%	Costo de llevar los repuestos y trabajadores a la turbina eólica	Buque de transferencia de tripulaciones Plataformas de alojamiento costa afuera Costo de combustible
Gestión de la operación		9,3 - 10,6	32%	Gestionar la planta y proveer soporte técnico, administrativo y de seguridad, incluye arriendo de tierras	Alquiler de instalaciones (incl. dónde trabajan los gerentes de planta y dónde se almacenan los repuestos) Costo de mano de obra de gerentes de planta, personal de apoyo técnico y personal de apoyo administrativo
Total		29,0 - 33,1	2.3% anual 2020 - 2050	<div> <div></div> Rango bajo <div></div> Rango alto </div> <div> <div>x%</div> Participación de componentes del costo total, aprox. </div>	

1. El balance de la planta incluye la fundación, el arreglo eléctrico, subestación, SCADA (Control Supervisor y Adquisición de Datos) y transformadores
Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #:C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Anexo I: Supuestos LCOE

Supuestos LCOE Eólica Costa Afuera

Factores de capacidad costa afuera han aumentado en el pasado debido a mayores alturas de torre y un área de barrido más grande




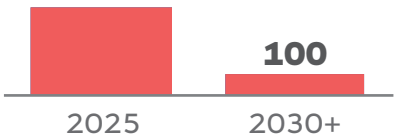
Trayectoria de factor de capacidad ¹ , %	Factores para aumentos de factor de capacidad
<p>Año 2025-2030: 2,3% anual (en línea con los valores de referencia de la industria publicados para aumentos de factor de capacidad para tamaños de turbinas de 12-15 MW)</p> <p>Año 2030-2050: 0,5% anual (refleja la perspectiva de crecimiento del factor de capacidad a largo plazo de la industria)</p>	<p>Los aumentos en el tamaño de la turbina conducen a mayores factores de capacidad debido a:</p> <ul style="list-style-type: none">Las velocidades de viento más altas se capturan con las alturas más altas del hubÁreas de barrido más grandes capturadas por diámetros de rotor más grandesLos diseños optimizados de parque eólico reducen los efectos de despertar totalesUna mejor proyección permite ajustes optimizados de turbinas (p. ej., para mayor)

1. El balance de la planta incluye la fundación, el arreglo eléctrico, subestación, SCADA (Control Supervisor y Adquisición de Datos) y transformadores
Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #: C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Anexo II: Supuestos producción de combustibles sintéticos

Fuentes de CO₂

Existen dos fuentes principales de CO₂ que podrían utilizarse como materia prima para la producción uruguaya de combustibles sintéticos

	Captura de carbono de fuentes industriales	Captura directa desde el aire
Descripción	Capturar CO ₂ de fuentes industriales (en Uruguay, con mayor frecuencia plantas de cemento, pulpa y papel y refinería) y transportarlo a la producción de synfuel	Tecnología emergente que captura CO ₂ en sitio directamente del aire a través de procesos de calor alto o bajo
USD / Ton de CO₂	 <p>52 52</p> <p>Zona Oeste Zona Este</p> <p>Constante de costos compuesta por costos de captura, distancia transportada y almacenamiento</p>	 <p>250-300 100</p> <p>2025 2030+</p> <p>Costo impulsado por la evolución tecnológica</p>
Potencial total de CO₂	A ser confirmado para el caso uruguayo	Ilimitado
Rol potencial en la producción de combustibles sintéticos uruguayos	Solución de corto a mediano plazo (<2035) para la producción de combustibles sintéticos	Solución a mediano y largo plazo (>2030) para necesidades de producción de combustibles sintéticos (dependiente del ritmo de evolución tecnológica)

Anexo III: Demanda Externa

Demanda Externa

Demanda total esperada de hidrógeno y amoníaco para los mercados priorizados

En el corto plazo, las principales aplicaciones que impulsarían la demanda serían el transporte terrestre, materia prima para la industria y el transporte marítimo

Demanda total para los mercados priorizados

Aplicaciones de amoníaco

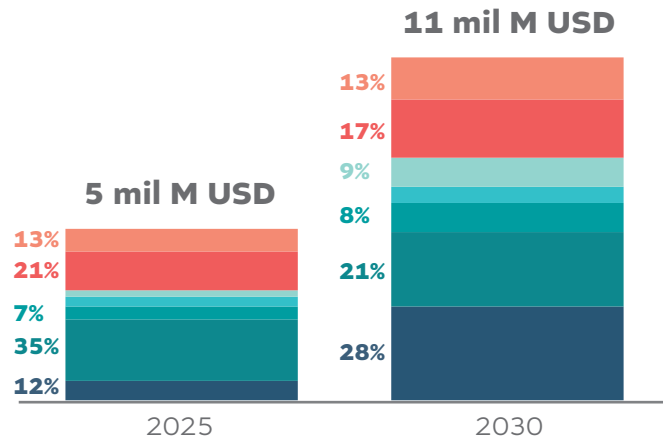
- Fertilizantes
- Transporte marítimo

- Generación con NH_3

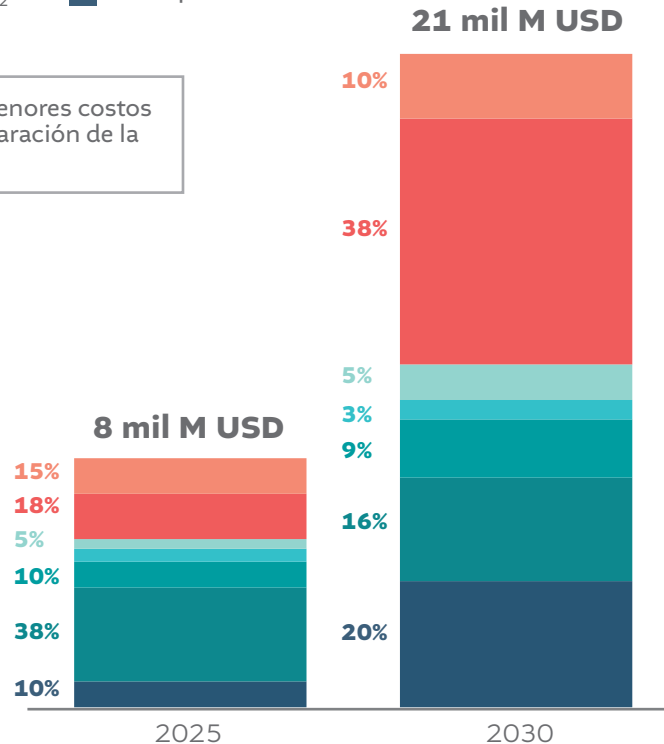
Aplicaciones de hidrógeno verde

- Edificios
- Generación con H_2
- Calor industrial
- Materia prima
- Transporte terrestre

Transporte marítimo considerado como amoníaco dados los menores costos de producción pero podría ser metanol dependiendo de la preparación de la seguridad / infraestructura



ESCENARIO BASE



ESCENARIO ACELERADO

Drivers clave para 2030

Demanda de transporte por carretera impulsada principalmente por camiones de vehículos eléctricos con celdas de combustible que se espera que alcancen ~2% de penetración de mercado en el caso base y ~4% en el caso acelerado

La demanda de materia prima para la industria refleja la adopción de hidrógeno verde en las refinerías (4% en base y 9% en acelerado) y la producción de hierro y acero (3% en el caso base y 4% en caso acelerado)

El transporte marítimo alcanzará el 1% de penetración de mercado en el caso base de acuerdo con los objetivos de descarbonización de la Organización Marítima Internacional (OMI) y 3% en el caso acelerado para reflejar el potencial de los adoptantes tempranos moviéndose rápidamente en respuesta a presiones regulatorias y de los consumidores

1. La materia prima de la industria incluye hierro y acero y refinerías

Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #: C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Anexo III: Demanda Externa

Demanda Externa

Demanda total esperada de hidrógeno y amoníaco para los mercados priorizados

En el largo plazo, el transporte terrestre y marítimo siguen siendo los impulsores de la demanda, pero con un mercado más fuerte de múltiples aplicaciones

Demanda total para los mercados priorizados

Aplicaciones de amoníaco

Fertilizantes
Transporte marítimo

Generación con NH₃

Aplicaciones de hidrógeno verde

Edificios

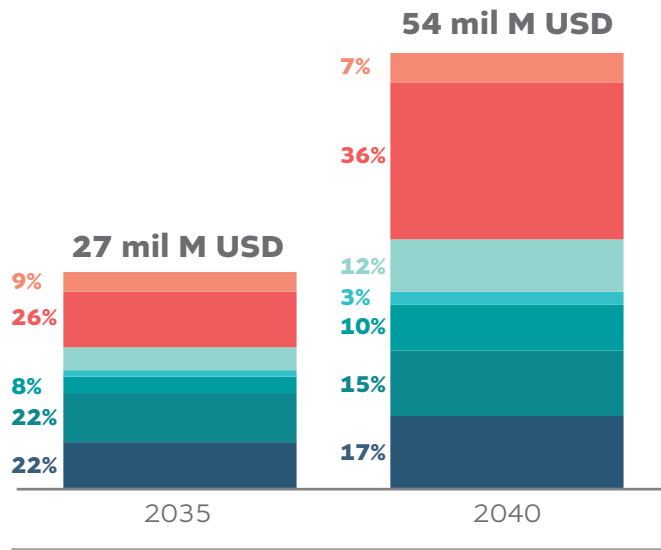
Generación con H₂

Calor industrial

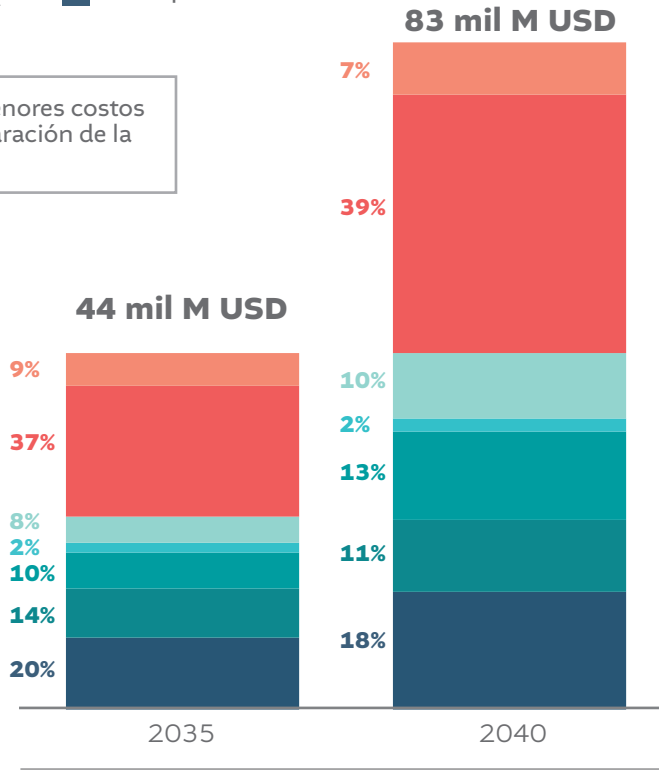
Materia prima

Transporte terrestre

Transporte marítimo considerado como amoníaco dados los menores costos de producción pero podría ser metanol dependiendo de la preparación de la seguridad / infraestructura



ESCENARIO BASE



ESCENARIO ACELERADO

Drivers clave para 2040

Demanda de **transporte terrestre** impulsada principalmente por **camiones de vehículos eléctricos con celdas de combustible** que se espera que alcancen **~20%** de penetración de mercado en el caso base y **~25%** en el caso acelerado

La demanda de **materia prima para la industria** refleja la adopción de hidrógeno verde en las refinerías (**~100% en el caso base**) y la producción de hierro y acero (**6% en el caso base** y **8% en el caso acelerado**)

El **transporte marítimo** alcanzará **~9% de penetración de mercado en el caso base** de acuerdo con los objetivos de descarbonización de la OMI y **~15% en el caso acelerado** para reflejar el potencial de los adoptantes tempranos moviéndose rápidamente en respuesta a las presiones regulatorias y del consumidor

1. La materia prima de la industria incluye hierro y acero y refinerías

Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #: C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Anexo III: Demanda Externa

Demanda Externa

Mecado total abordable para Uruguay de hidrógeno y amoníaco para los mercados priorizados

En el corto plazo, el mercado abordable es impulsado por materia prima industrial y transporte, con oportunidad adicional en amoníaco para transporte marítimo

Mercado total abordable

Aplicaciones de amoníaco

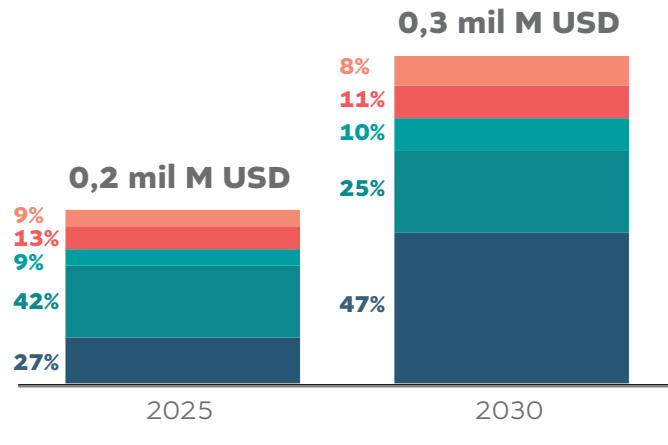
- Fertilizantes
- Transporte marítimo

- Generación con NH₃

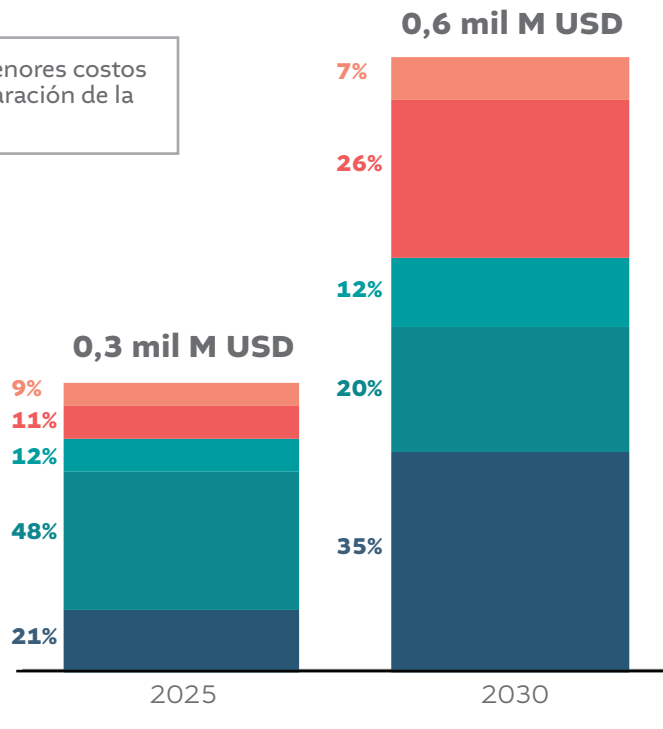
Aplicaciones de hidrógeno verde

- Edificios
- Generación con H₂
- Calor industrial
- Materia prima
- Transporte terrestre

Transporte marítimo considerado como amoníaco dados los menores costos de producción pero podría ser metanol dependiendo de la preparación de la seguridad / infraestructura



ESCENARIO BASE



ESCENARIO ACELERADO

Drivers clave para 2030

La competitividad uruguaya en **ubicaciones marítimas de búnker de amoníaco verde** podría impulsar oportunidades de exportación a corto plazo

Demanda de **transporte terrestre** impulsada principalmente por **camiones de vehículos eléctricos con celdas de combustible** que se espera que alcancen ~2% de penetración de mercado en el caso base y ~4% en el caso acelerado

Se espera que otras aplicaciones, como la **generación de calor y energía**, dependan menos del **mercado de importación** vs. sectores dispuestos a pagar una prima por suministros escalables a largo plazo de hidrógeno / amoníaco verde (ej. materia prima para la industria, amoníaco en el sector de energía y transporte)

1. La materia prima de la industria incluye hierro y acero y refinerías

Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #: C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Anexo III: Demanda Externa

Demanda Externa

Mecado total abordable para Uruguay de hidrógeno y amoníaco para los mercados priorizados

A largo plazo, el mercado total abordable es impulsado por el transporte marítimo, de materias primas de la industria y transporte terrestre

Mercado total abordable

Aplicaciones de amoníaco

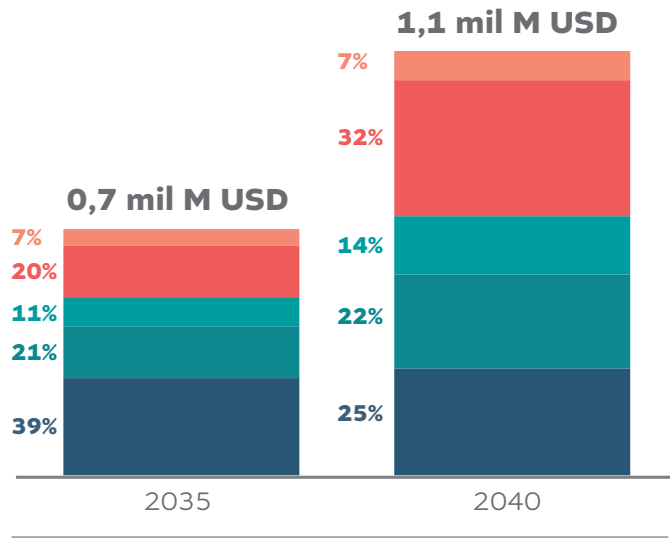
- Fertilizantes
- Transporte marítimo

- Generación con NH_3

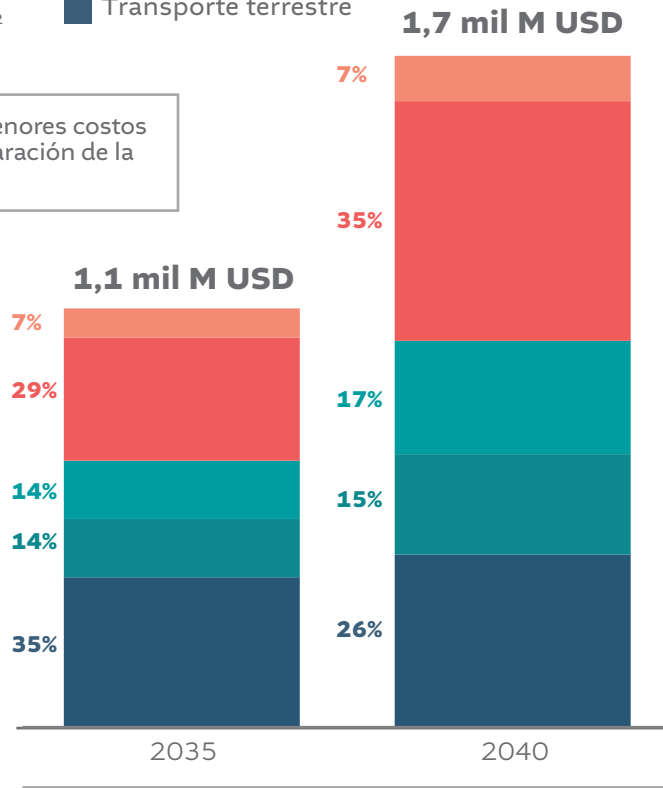
Aplicaciones de hidrógeno verde

- Edificios
- Generación con H_2
- Calor industrial
- Materia prima
- Transporte terrestre

Transporte marítimo considerado como amoníaco dados los menores costos de producción pero podría ser metanol dependiendo de la preparación de la seguridad / infraestructura



ESCENARIO BASE



ESCENARIO ACELERADO

Drivers clave para 2040

Una fuerte competitividad en **ubicaciones de búnker de amoníaco verde marítimo** podría impulsar oportunidades de exportación significativas dependiendo del nivel de descarbonización en el sector

Demanda de **transporte terrestre** impulsada principalmente por **camiones de vehículos eléctricos con celdas de combustible** que se espera que alcancen **~20%** de penetración de mercado en el caso base y **~25%** en el caso acelerado

Se espera que otras aplicaciones, como **la generación de calor y energía, dependan menos del mercado de importación vs.** sectores dispuestos a pagar una prima por suministros escalables a largo plazo de hidrógeno / amoníaco verde (ej. materia prima para la industria, amoníaco en el sector de energía y transporte)

1. La materia prima de la industria incluye hierro y acero y refinerías

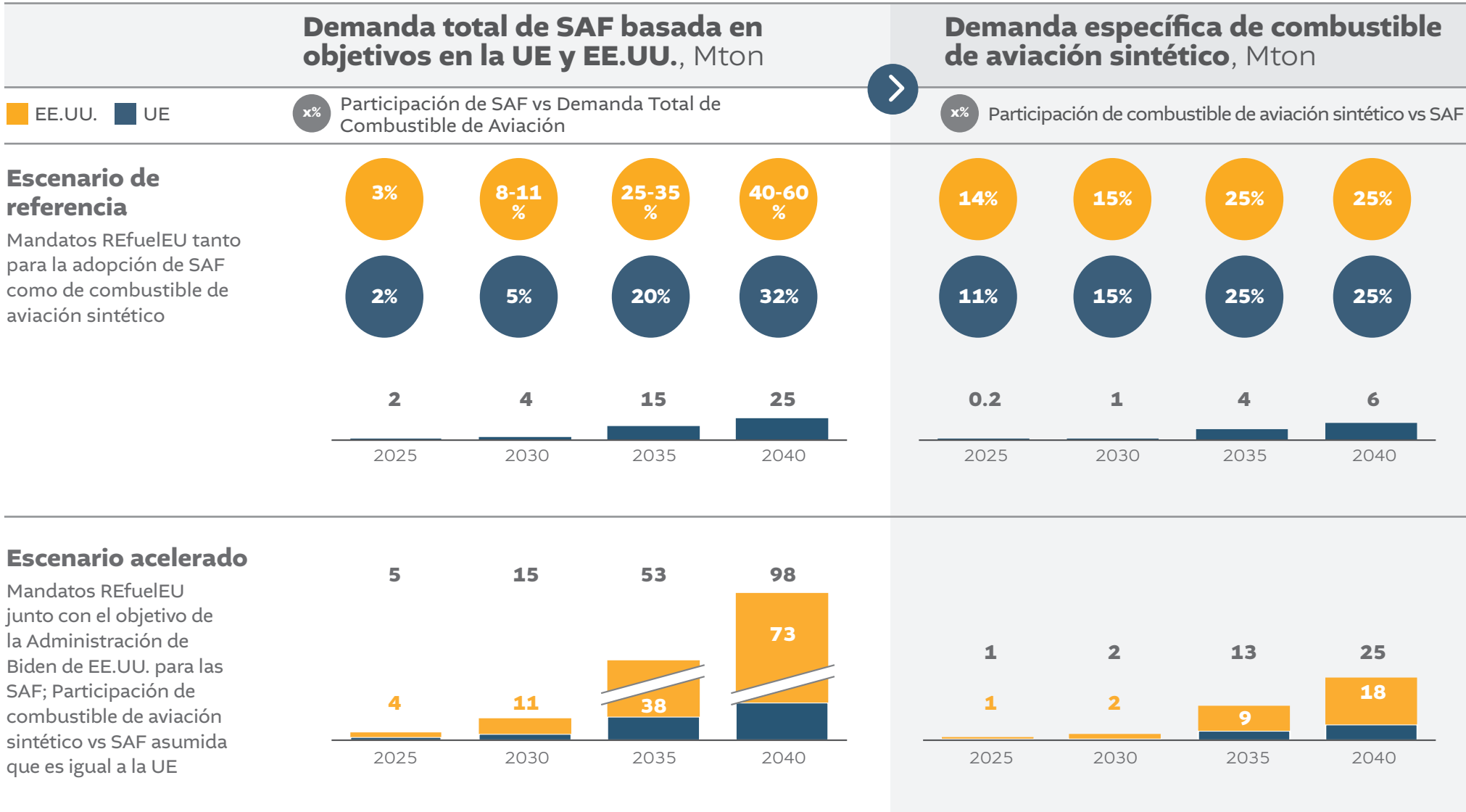
Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato #: C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Anexo III: Demanda Externa

Demanda Externa

Demanda total esperada de combustible de aviación sintético para los mercados priorizados

Impulsada por estas regulaciones, la demanda de combustible de aviación sintético podría llegar a ~2 Mton para 2030 y ~25 Mton para 2040 en UE y EE.UU.



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato # :C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Anexo IV: Aplicaciones Mercado Nacional

Se analizaron 13 aplicaciones en el flujo de trabajo del Mercado Nacional que se agrupan en 4 categorías diferentes

Categoría	Aplicaciones	Descripción
Transporte por carretera	Camiones de carga media	Los camiones de carga media (7.5-16 Ton de capacidad) pueden descarbonizarse reemplazando los motores de combustión interna de diésel por baterías (BEV) alimentadas por electricidad o celdas de combustible (FCEV) alimentadas por hidrógeno
	Camiones de carga pesada	Los camiones de carga pesada (40 Ton de capacidad) pueden descarbonizarse reemplazando los motores de combustión interna de diésel por baterías (BEV) alimentadas por electricidad o celdas de combustible (FCEV) alimentadas por hidrógeno
	Bus / Coaches	Los buses y coches (50-100 personas) pueden descarbonizarse reemplazando los motores de combustión interna de diésel por baterías (BEV) alimentadas por electricidad o Celda de Combustible (FCEV) alimentadas por hidrógeno
	Combustibles sintéticos (Diésel & Metanol)	Los combustibles sintéticos pueden mezclarse o sustituirse completamente por diésel / metanol en motores de combustión interna convencionales sin necesidad de adaptación del motor
Otros transportes	Combustible de aviación sintético	El combustible de aviación sintético es un tipo de SAF que puede sustituir o mezclarse con el combustible de aviación convencional (no requiere adaptación al avión o de la infraestructura de combustible)
	Montacargas	Las operaciones de los montacargas pueden descarbonizarse reemplazando los motores de combustión interna alimentados con diésel por celdas de combustible de hidrógeno
	Vehículos agrícolas	Los vehículos agrícolas pueden descarbonizarse sustituyendo los motores de combustión interna alimentados con diésel por Celdas de Combustible de Hidrógeno
	Transporte marítimo	El transporte marítimo puede descarbonizarse reemplazando los buques alimentados por combustibles pesados derivados del petróleo por barcos que usan amoníaco como combustible
Materias primas	Amoníaco como materia prima	El amoníaco verde (producido con hidrógeno verde) puede utilizarse como materia prima para producir fertilizantes y explosivos con una huella de carbono mucho menor que el uso de amoníaco gris
	DRI (hierro de reducción directa)	El hidrógeno verde puede utilizarse como materia prima para la producción de DRI verde como producto intermedio para el acero verde
Calor y energía	Mezcla de gas con hidrógeno	El hidrógeno puede mezclarse con gas natural en la red nacional existente de gas para calefacción residencial y comercial (tasa de mezcla hasta ~10% considerada para el corto plazo, puede ser hasta 20% en el largo plazo)
	Calentamiento de grado alto	El hidrógeno puede utilizarse para generar calor industrial de grado alto (superior a 650°C), que se utiliza para procesos industriales (p. ej., industrias de cemento y acero)
	Calentamiento de grado medio	El hidrógeno se puede utilizar para generar calor industrial de grado medio (entre 277°C - 650°C), que se utiliza para procesos industriales (p. ej., industria de la pulpa y el papel)

Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato # :C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

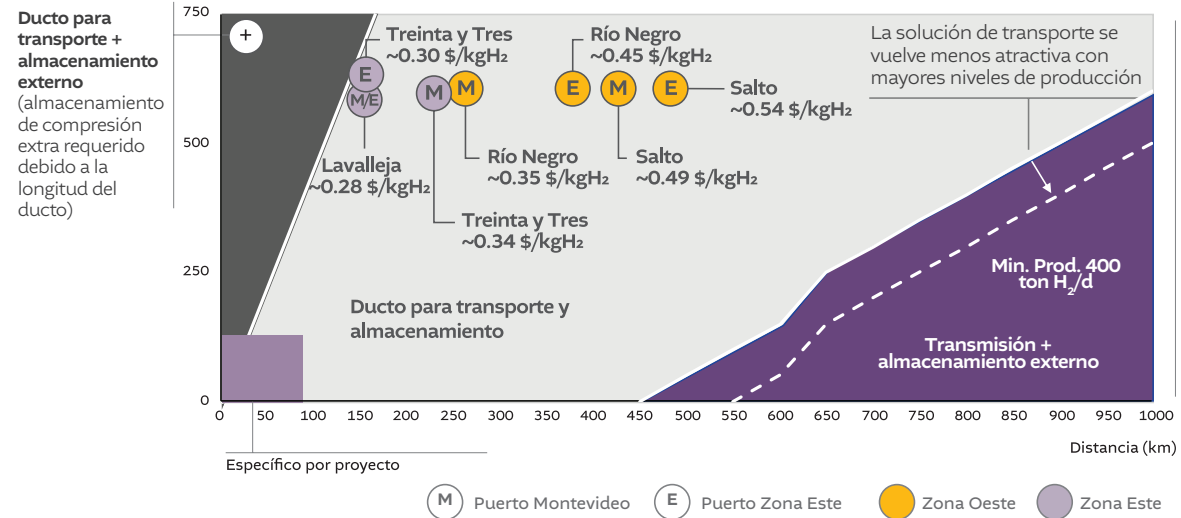
Anexo V: Infraestructura básica

Transporte y almacenamiento

Para casos a escala basados en tierra, los ductos pueden ser utilizados de manera rentable como medio de transporte y almacenamiento de hidrógeno

Producción mínima de 250 ton H₂ /d

Solución preferida de transporte / transporte y almacenamiento dependiendo de la distancia y las necesidades de almacenamiento, USD/kgH₂



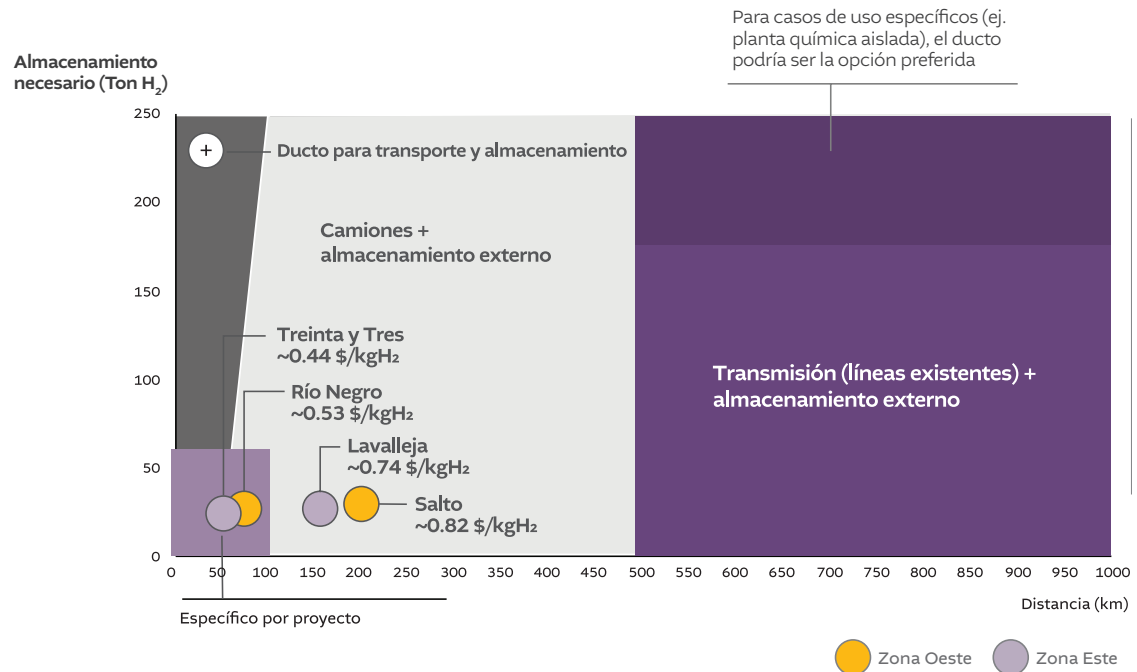
Además de los costos, se deben considerar otros aspectos:

- Impactos ambientales y sociales de la nueva infraestructura
- Zonas urbanas

Para la generación costa afuera, la producción de hidrógeno ocurre en tierra y por lo tanto se considera una línea de transmisión + almacenamiento externo

Los camiones y almacenamiento de compresión externo es la opción más rentable para la producción a escala pequeña de los casos de uso uruguayos

Producción mínima de 30 ton H₂ /d



Además de los costos, se deben considerar otros aspectos:

- Impactos ambientales y sociales de la nueva infraestructura
- Zonas urbanas

Anexo V: Infraestructura básica

Análisis de costos para proyecto promedio.

Necesidades de configuración de infraestructura básica para un proyecto promedio

		Exportaciones		Nacional (Montevideo)	
Región Este		Caso base	Caso alternativo	Caso base	Caso alternativo
	Ductos de H ₂ + almacenamiento ext/ducto	Ducto para almacenamiento	Línea de transporte + almacenamiento externo	Camiones + almacenamiento externo	Línea de transporte + almacenamiento externo
		80%	20%	50%	50%
		34 pulgadas de diámetro, 170 Km	560 tonH ₂ almacenamiento externo	30 tonH ₂ almacenamiento ext	30 tonH ₂ almacenamiento ext
		310 M USD	285 M USD	15 M USD	15 M USD
	Líneas de transmisión		500 KV, 170 Km	Camiones 170 km	150 KV, 170 Km
			165 M USD	35 M USD	50 M USD
	Infraestructura para exportación	250 tonH ₂ /d de capacidad, almacenamiento, muelle			
	330 M USD	330 M USD			
Distribución			2 estaciones de carga de 4t/d a 700 bar		
			10 M USD	10 M USD	
Total	640 M USD	780 M USD	60 M USD	75 M USD	

Parámetros promedio del proyecto de producción:

Proyecto de exportación:

- Producción de 250 tonH₂/d
- Almacenamiento de 560 tonH₂
- Capacidad de generación de 1.350 MW

Proyecto doméstico:

- Producción de 30 tonH₂/d
- Almacenamiento de 30 tonH₂
- Capacidad de generación de 200 MW

		Exportaciones		Nacional (Durazno)	
		Caso base	Caso alternativo	Caso base	Caso alternativo
Región Oeste	Ductos de H ₂ + almacenamiento ext/ducto	Ducto para almacenamiento	Línea de transporte + almacenamiento externo	Camiones + almacenamiento externo	Línea de transporte + almacenamiento externo
		80%	20%	50%	50%
		34 pulgadas de diámetro, 260 Km	600 tonH ₂ almacenamiento externo	30 tonH ₂ almacenamiento ext	30 tonH ₂ almacenamiento ext
		380 M USD	305 M USD	15 M USD	15 M USD
	Líneas de transmisión		500 KV, 260 Km	Camiones 85 km	150 KV, 85 Km
			225 M USD	30 M USD	30 M USD
	Infraestructura para exportación	250 tonH ₂ /d de capacidad, almacenamiento, muelle			
		330 M USD	330 M USD		
Distribución			8 estaciones de carga de 4t/d a 700 bar		
			40 M USD	40 M USD	
Total		710 M USD	860 M USD	85 M USD	85 M USD

Parámetros promedio del proyecto de producción:

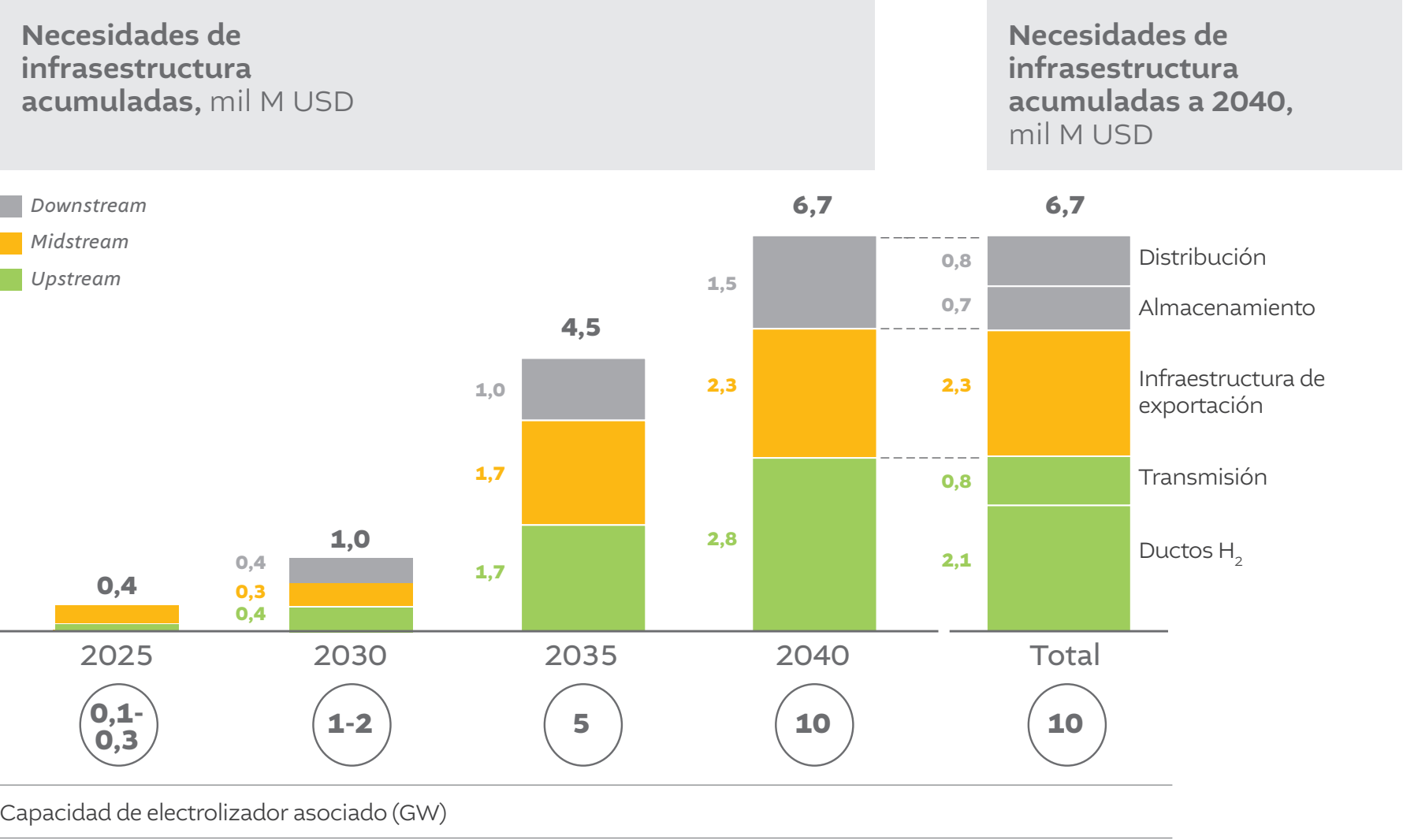
Proyecto de exportación:

- Producción de 250 tonH₂/d
- Almacenamiento de 600 tonH₂
- Capacidad de generación de 1.420 MW

Proyecto doméstico:

- Producción de 30 tonH₂/d
- Almacenamiento de 30 tonH₂
- Capacidad de generación de 220 MW

Anexo VI: Necesidades de inversión y capital Humano



Fuente: McKinsey & Company de acuerdo con contrato # :C-RG-T3777-P001 concluido con el BID

Anexo VI: Necesidades de inversión y capital Humano

Se deberían desarrollar programas específicos de habilidades / re-capacitación para evitar brechas de talento críticas para técnicos, ingenieros y expertos

Actividades	Trabajadores con bajas habilidades	Técnicos & exp. fuerza laboral	Ingenieros	Expertos	Funciones administrativas y de soporte
Generación de electricidad	●	●	●	●	●
Electrolizador	●	●	●	●	●
Derivados	●	●	●	●	●
Infraestructura	●	●	●	●	●
Construcción	●	●	●	●	●

Análisis

Se deberían desarrollar programas específicos de habilidades / re-capacitación, involucrando al sector público, académico y privado:

• Entrenamiento de retorno al trabajo

Ofrecer entrenamiento de retorno al trabajo de renovables / H₂ para desempleados

• Mejora de habilidades y re-capacitación

Mejora de habilidades y re-capacitación de trabajadores en compañías involucradas en la cadena de suministro H₂

• Formación profesional

Proporcionar formación profesional en energías renovables/H₂

• Ingeniería / especialización

Expandir y desarrollar currículas y especialización faltante de ingeniería / educación terciaria técnica enfocada en energías renovables/H₂

• Entrenamiento empresarial y programas de apoyo

Proporcionar entrenamiento emprendedor de energías renovables/H₂ para aquellos que desean iniciar sus propios negocios (ej. presentación de oportunidades de mercado, vínculo a compañías en la cadena de suministro)

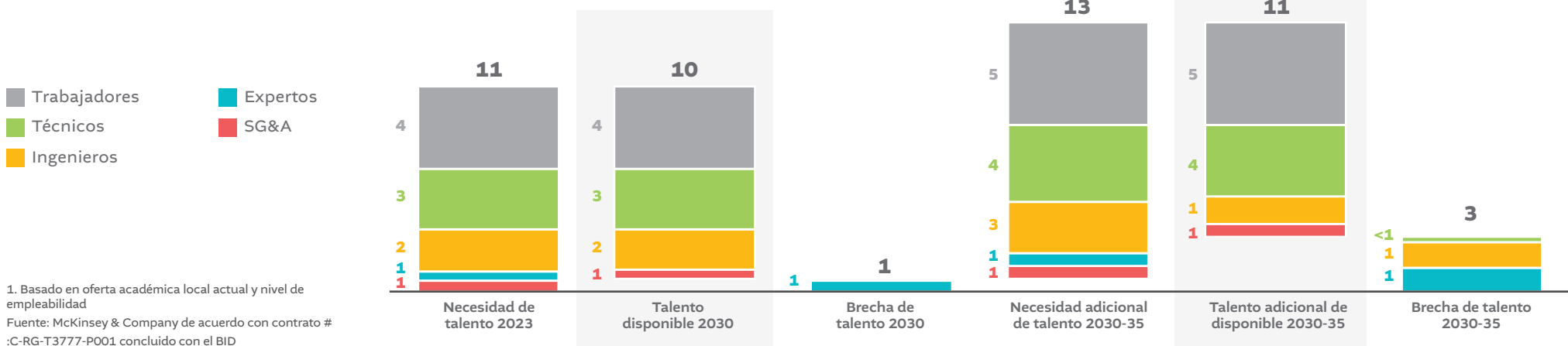
- Brecha de <25%
- Brecha de 25-50%
- Brecha de >50%

Uruguay podría enfrentar una brecha de ~3 mil empleos en 2035, principalmente en O&M para plantas de energía renovable, electrolizadores y derivados

Necesidades de talento, disponibilidad y brechas, trabajadores equivalentes a tiempo completo por año (en miles)

Asume:

- Trabajadores de construcción necesarios (habilidades básicas) y soporte a la gestión y administración (SG&A) están disponibles
- ~25% de la fuerza laboral actual de fabricación y comercio de O&M está disponible
- ~1.300 nuevos técnicos y operadores por año están disponibles (~25% de la oferta académica correspondiente actual)¹
- ~350 ingenieros nuevos por año están disponibles (~20% de la oferta académica correspondiente actual)¹





HIDRÓGENO VERDE Y EL POTENCIAL PARA URUGUAY

Insumos para la elaboración de
la Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde de Uruguay