



UNIVERSIDAD DE TALCA

Instituto Interdisciplinario para la Innovación

Magíster en Gestión Tecnológica

Viabilidad técnico-económica para la exportación de Hidrógeno

Verde desde Chile.

Proyecto final de graduación optar el grado
de Magíster en Gestión Tecnológica.

Arturo Alejandro Vásquez Alarcón

Prof. Guía: Dr. Ricardo Baettig Palma

Prof. Coguía: Dr. Germán Lobos Andrade

Talca Chile

2021

CONSTANCIA

La Dirección del Sistema de Bibliotecas a través de su unidad de procesos técnicos certifica que el autor del siguiente trabajo de titulación ha firmado su autorización para la reproducción en forma total o parcial e ilimitada del mismo.



Talca, 2022

RESUMEN.

El descenso de los costos de energía renovables sugiere que la producción de hidrógeno a partir de ellas podría ser a un costo que lo haga atractivo en comparación con el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles. Los principales factores son el costo de la electricidad y el de los electrolizadores, junto con las tasas de utilización de la capacidad instalada. En los últimos años, el costo de la electricidad procedente de la energía solar fotovoltaica y de la energía eólica se ha reducido drásticamente, y se esperan nuevas reducciones. También se están reduciendo los costos de los electrolizadores.

En este documento se recopilan estimaciones y se realizan proyecciones para ofrecer rangos plausibles para el costo de la producción del hidrógeno verde, centradas en la revisión de la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde del Ministerio de Energía del Estado de Chile. Se realiza una estimación del consumo de energía eléctrica para el proceso de la electrólisis considerando energía eólica aislada (*Off-grid*), como única fuente de energía eléctrica al proceso. Se utiliza un método de simulación Monte Carlo para estimar el riesgo de los análisis cuantitativos concluyendo el costo de producción puesto en destino podría estar en torno a los 3,2 dólares/kg en la actualidad (rango de 2,94 a 3,49 dólares/kg con un 90% de probabilidad). Para el 2030 se estima un rango en torno a 2,1 dólares/kg (rango de 1,92 USD/kg a 2,33 con un 90% de probabilidad). El costo es particularmente influenciado por los precios de la electricidad y los factores de planta de las ERNC.

Para cumplir las proyecciones de la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde al 2050 sería necesario quintuplicar la actual capacidad instalada. La Región de Magallanes por sí sola podría cubrir tan sólo un 15% de esta capacidad, lo cual, la dejaría con una gran cantidad de aerogeneradores, lo que hace poco plausibles las proyecciones realizadas.

ABSTRACT.

The decline in costs of renewable energy suggests that produce green hydrogen could be attractive compared to that produced from fossil fuels. The main cost-factors are electricity, electrolyzers plant and the charge factor of installed capacity. In recent years, the cost of electricity from PV and wind has dropped dramatically, and further reductions are expected. The costs of electrolyzers plants are also being reduced.

In this document are compiled estimations and projections to provide plausible costs of green hydrogen production, focused on the Ministry of Energy's National Green Hydrogen Strategy. It was made an estimation of electrical energy consumption for the electrolysis process considering isolated wind energy (off-grid), as the only source of electrical energy to the process. A Monte Carlo simulation method was used to estimate the risk of the projections. It was concluded the cost of production could be around 3.2 dollars / kg today (range of 2.94 to 3.49 dollars / kg with a 90% probability). For 2030, a range was projected around 2.1 dollars / kg (range from 1.92 USD / kg to 2.33 with a 90% probability). Cost was particularly influenced by electricity prices and plant factor.

To meet the projections of the National Green Hydrogen Strategy by 2050, it would be necessary to quintuple the current installed capacity. The Magallanes Region alone could cover only 15% of this capacity, which would leave it full of wind turbines, which makes the projections made implausible.

PALABRAS CLAVES:

Energías renovables, Hidrógeno, electrólisis, costos de la energía, metano.

KEYWORDS:

Renewable energy, hydrogen, electrolysis, energy costs, methane.

Contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	8
2. OBJETIVOS.....	10
2.1. Objetivo General.....	10
2.2. Objetivos específicos.....	10
3. ESTADO DEL ARTE.....	11
3.1. La economía del hidrógeno.	11
3.2. Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde de Chile.	15
3.3. Costos futuros del hidrógeno verde.	17
3.4. Proyección de montos de inversión en electrolizadores.....	20
3.5. Consumo de agua en el proceso de la electrólisis.	22
4. DISEÑO METODOLOGICO.....	24
4.1 Levantamiento de información.	24
4.2 Análisis económico.	24
4.3 Simulación de Montecarlo.....	25
5. RESULTADOS.....	27
5.1 Consumo eléctrico de la hidrólisis.	27
5.2 Transporte y almacenamiento de Hidrógeno.....	28
5.3 Costos Nivelados y análisis de riesgo.	30
5.4 Consideraciones sociales y organizacionales.	37
6. CONCLUSIONES.....	41
7. BIBLIOGRAFIA CITADA.....	42
8. ANEXOS.....	47
Anexo N° 1.	47
Anexo N° 2.	50
Anexo N° 3.	51
Anexo N° 4.	52

INDICE DE TABLAS.

Tabla N° 1. Parámetros electrolizadores, generación eólica y solar.	20
Tabla N° 2. Supuestos de costos de energía aislado de la red eléctrica.	21
Tabla N° 3. Consumo de agua y costo de desalinización.	23
Tabla N° 4. Estimación de costos de Insumos para la producción de H ₂ V.	27
Tabla N° 5. Costo de flete en barco.	30
Tabla N° 6. Estimación de costos procesos para la producción de H ₂ V.	30

INDICE DE FIGURAS.

Figura N° 1. Usos del H ₂ a nivel mundial.	12
Figura N° 2. Proyección ventas de vehículos por tecnología (millones por año).	13
Figura N° 3. Implantación de tecnología.	14
Figura N° 4. Potencial Eólico en Punta Arenas, Magallanes y Antártica Chilena.	16
Figura N° 5. Reducción de costos para el H ₂ V.	17
Figura N° 6. Costo nivelado del H ₂ V (USD/kgH ₂).	19
Figura N° 7. Costo Nivelado de Electricidad Renovable (USD/MWh).....	19
Figura N° 8. Costo de producción de H ₂	22
Figura N° 9. Costo en USD/día del viaje ida y retorno en buque metanero.	29
Figura N° 10. Factores que afectan el costo proyectado del H ₂ V para el año 2020.....	31
Figura N° 11. Factores que afectan el costo proyectado del H ₂ V para el año 2020.....	32
Figura N° 12. Factores que afectan el costo proyectado del H ₂ V para el año 2020.....	32
Figura N° 13. Costo promedio del H ₂ V al 2020.....	33
Figura N° 14. Costo promedio del H ₂ V al 2025.....	34
Figura N° 15. Costo promedio del H ₂ V al 2030.....	35
Figura N° 16. Sensibilidad de costo del H ₂ V al año 2030.	36
Figura N° 17. Costo producir H ₂ a diferentes costos de electricidad y electrolizador.....	49
Figura N° 18. Costo producir H ₂ en comparación con estimaciones de GenCost.	49
Figura N° 19. Costo de producción de H ₂ libre de CO ₂ en la región de la APEC.	50
Figura N° 20. Suiso Frontier primer barco para transportar H ₂	51
Figura N° 21. Flujograma uso en destino final del H ₂ V.....	54

ABREVIATURAS.

Siglas	Significado
<ul style="list-style-type: none"> ▪ H₂. ▪ H₂V. ▪ CO₂. ▪ SMR. ▪ CEN. ▪ SEN. ▪ ERNC. ▪ ENH₂V. ▪ CMNUCC. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hidrógeno. ▪ Hidrógeno Verde. ▪ Dióxido de Carbono. ▪ Reformado de metano con vapor. ▪ Coordinador Eléctrico Nacional. ▪ Sistema Eléctrico Nacional. ▪ Energía Renovable No Convencional. ▪ Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. ▪ Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. ▪ Agencia Internacional de Energía Renovable. ▪ Captura y Almacenamiento de Carbón. ▪ Agencia Internacional de Energía. ▪ Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático. ▪ 21° Conferencia de las Partes. ▪ Sociedad Alemana de Cooperación Internacional ▪ Centro de Investigación Periodística. ▪ Vapor de Metano Reformado. ▪ Mega Watts hora. ▪ Mega Watts. ▪ Costo Nivelado de la Electricidad. ▪ Costo Nivelado del Hidrógeno ▪ Consejo Nacional de Innovación para el Desarrollo. ▪ Comité Solar e Innovación Energética. ▪ Es la inversión en capital que realiza una compañía ya sea para adquirir, mantener o mejorar su activo. ▪ Costo permanente para el funcionamiento de un producto.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ IRENA. ▪ CCS. ▪ AIE. ▪ IPCC. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ COPS21. ▪ GIZ. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ CIPER. ▪ SMR. ▪ MWh. ▪ MW. ▪ LCOE. ▪ LCOH. ▪ CNID. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ CSEIE. ▪ CAPEX. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ OPEX. 	

1. INTRODUCCIÓN.

Según el informe publicado en agosto 2021 por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático indica que, si los países comenzaran a reducir drásticamente sus emisiones de gases de efecto invernadero hoy mismo, el calentamiento global total inevitablemente aumentaría alrededor de 1,5°C en las próximas dos décadas (IPCC, 2021). La reducción de las emisiones globales de gases de efecto invernadero ha sido puesta en agenda desde la década de 1990, de hecho, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) entró en vigor el 21 de marzo de 1994. Su objetivo es la prevención de la interferencia humana peligrosa en el sistema climático global. Hoy en día, la CMNUCC tiene una membresía casi universal, pues 197 países han ratificado la Convención. En este contexto, desde hace al menos tres décadas la utilización intensiva del hidrógeno ha sido propuesta como un modelo económico energético alternativo al uso de combustibles fósiles, en el cual la energía se acumula e intercambia masivamente bajo la forma de moléculas de hidrógeno (H₂). La ventaja de este compuesto es que producto de su oxidación exotérmica no genera ningún otro gas distinto al monóxido de dihidrógeno o agua y, por ende, podría considerarse un combustible carbono neutral, dependiendo de la forma como es producido en su origen. De este modo, se distingue hoy en día el “Hidrógeno Gris”, proveniente del reformado de gas natural fósil, el “Hidrógeno Azul” similar al anterior pero que incorpora la captura y almacenamiento de carbono (CCS) y el “Hidrógeno Verde” que proviene principalmente de la electrólisis del agua mediante energía eléctrica de origen 100% renovable.

En el marco de la CMNUCC, en junio de 2019, el Estado de Chile anunció, sobre la base del Acuerdo de París (21° Conferencia de las Partes o COP21), que se comprometía a alcanzar la emisión cero de huella de carbono para el año 2050. A su vez, en 2020 el Ministerio de Energía formuló la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde, la cual, entre sus principales objetivos pretende desplegar un plan de acción que acelere el desarrollo de la industria nacional de hidrógeno verde para exportarlo a partir del año 2030, de modo de llegar a constituir uno de los tres principales países exportadores para 2040.

Según el Ministerio de Energía, el Estado de Chile tiene un potencial casi único en el mundo tanto en el norte desértico por su alta intensidad solar, como en el extremo austral, por su alta ventosidad, para la producción altamente excedentaria de hidrógeno verde, con respecto a las necesidades del país. Sólo la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, podría llegar a producir el 13% de hidrógeno verde del mundo dado el inmenso potencial de energía eólica. (Ministerio de Energía, 2021).

Estas proyecciones se sustentan en un probable aumento futuro de la competitividad económica del hidrógeno verde frente a sus alternativas gris y azul, que se deberá principalmente a disminuciones de costos de generación de electricidad renovable eólica y fotovoltaica y al eventual futuro abaratamiento de la inversión en los electrolizadores de agua (IRENA, 2020).

En este contexto este estudio en el marco del Proyecto Final de Graduación del Magíster en Gestión Tecnológica se inscribe en el ámbito de la economía de la innovación, analizando e interpretando el cambio tecnológico y sus efectos económicos, sociales y organizacionales. Se pretende realizar un análisis crítico acerca de los fundamentos de la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde, para eventualmente proponer mejoras o nuevos ámbitos de acción.

2. OBJETIVOS.

2.1. Objetivo General.

- Analizar la viabilidad de la actual Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde con énfasis en estudiar los fundamentos técnico-económicos en que se basan las proyecciones de costo futuro del hidrógeno verde.

2.2. Objetivos específicos.

- Desarrollar un análisis de simulación de costos para estudiar la viabilidad de la exportación de hidrógeno verde desde Chile hacia países del hemisferio norte.
- Estudiar la factibilidad de producción masiva de hidrógeno verde en base al análisis del entorno social y organizacional de Chile.

3. ESTADO DEL ARTE.

3.1. Uso del Hidrogeno.

Desde hace al menos tres décadas la utilización intensiva del hidrógeno ha sido propuesta como un modelo económico energético alternativo al uso de combustibles fósiles, en el cual la energía se acumula e intercambia masivamente bajo la forma de moléculas de dihidrógeno (H_2). La ventaja de este compuesto es que producto de su oxidación exotérmica sólo genera agua y, por ende, puede considerarse como un combustible con una huella de carbono nula. Aunque esto dependerá de la forma como es producido. De este modo, se distingue hoy en día el “Hidrógeno Gris”, proveniente del reformado de gas natural fósil, el “Hidrógeno Azul” similar al anterior, pero que incorpora la captura y almacenamiento de carbono (*carbon capture and storage* - CCS) y el “Hidrógeno Verde” (en adelante H_2V) que proviene principalmente de la electrólisis del agua mediante energía eléctrica de origen 100% renovable (Ministerio de Energía, 2020).

La llamada “Economía del Hidrógeno” surge de la idea de emplear este gas como vector energético por su alta capacidad de almacenar energía y de transportarla largas distancias, para luego ser utilizado para generar energía con baja huella de carbono, en sustitución de los combustibles fósiles, por medio de la conversión a energía térmica o eléctrica (Benjumea, 2020).

Dentro del sector químico global, el hidrógeno se utiliza en la actualidad principalmente para la producción de: (a) amoníaco (84%) usado para obtención de plásticos, fertilizantes, etc., (b) metanol (12%) usado para la obtención de formaldehido, anticongelantes, etc., (c) poliuretano (2%) usado en recubrimientos, adhesivos, selladores, etc. y (d) nylon (2%) usado para la industria textil, cuerdas, etc. (Vásquez & Salinas, 2015; CIPER, 2018).

En la actualidad el reformado de metano con vapor (*steam methane reformation* - SMR) es el método más común y rentable para la producción de hidrógeno (Basile et al., 2015). El proceso SMR genera emisiones de CO₂, por lo que el resultado es hidrógeno gris. Como esta tecnología está madura, las fluctuaciones en el costo de la producción dependen hoy en día en gran medida del precio del gas natural (Fraile et al., 2015). A su vez, la producción mundial de hidrógeno gris es actualmente responsable de unos 830 millones de toneladas de dióxido de carbono al año, equivalentes al 2% de emisiones en el mundo en el año 2017 (AIE, 2020).

En la figura N° 1, se observan los principales sectores consumidores de Hidrógeno a nivel mundial.

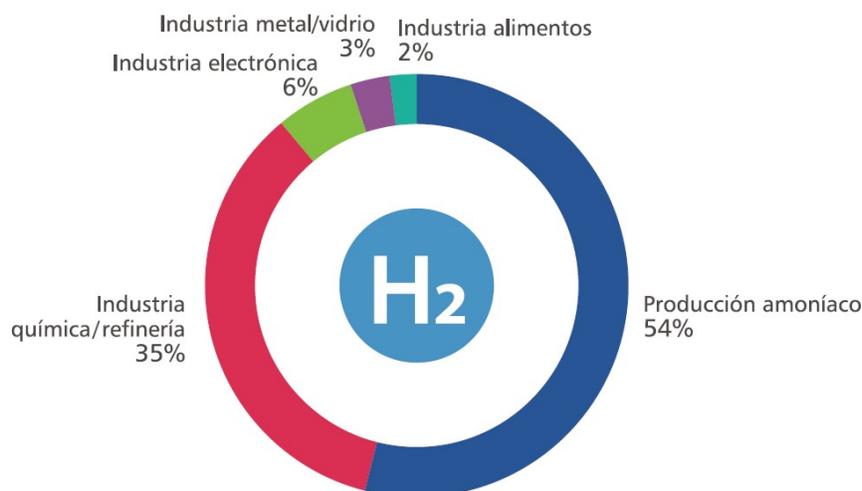


Figura N° 1. Usos del H₂ a nivel mundial.

Fuente: (Vásquez, Salinas & GIZ, 2015).

La cantidad de hidrógeno generada en Chile es de 70.000 toneladas anuales en base de gas natural. Las refinerías de la Empresa Nacional del Petróleo ENAP son las mayores consumidoras de hidrógeno. Por otra parte, el procesamiento de metales requiere de hidrógeno como agente reductor para proporcionar una atmósfera adecuada en su

transformación. De este modo las plantas siderúrgicas tales como Huachipato (Talcahuano) constituyen otro consumidor relevante (Ministerio de Energía, 2021).

En la figura N°2, se observa una proyección al 2050 con respecto al uso del hidrógeno en vehículos, realizada por la Agencia Internacional de la Energía (Funez & Reyes-Bozo, 2019). Se podría considerar que esta proyección había descrito un panorama exageradamente optimista con respecto a las proyecciones que se realizarían hoy en día, en 2021.

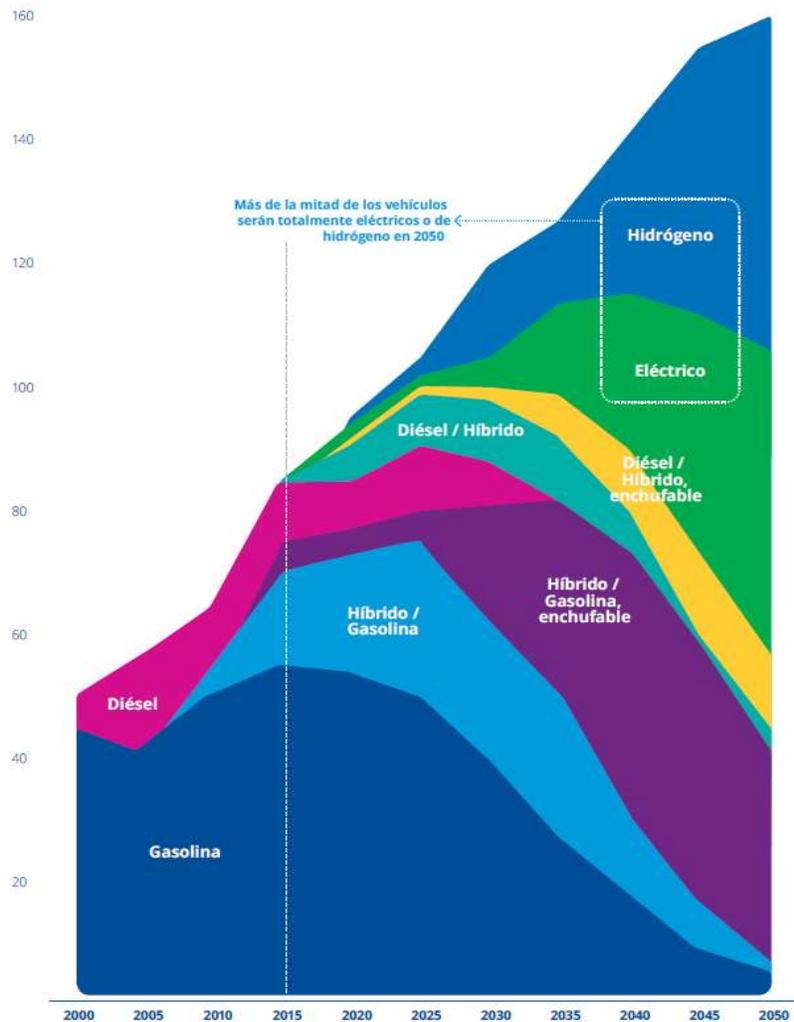


Figura N° 2. Proyección ventas de vehículos por tecnología (millones por año).

Fuente: (Funez & Reyes-Bozo, 2019).

La masificación del vehículo de hidrógeno también puede proyectarse según el estudio realizado por Hydrogen Council¹, en el que, en función de la tipología del transporte y la autonomía necesaria, el mercado se distribuye entre vehículos eléctricos de batería y vehículos eléctricos de pila de combustible (Figura N° 3).

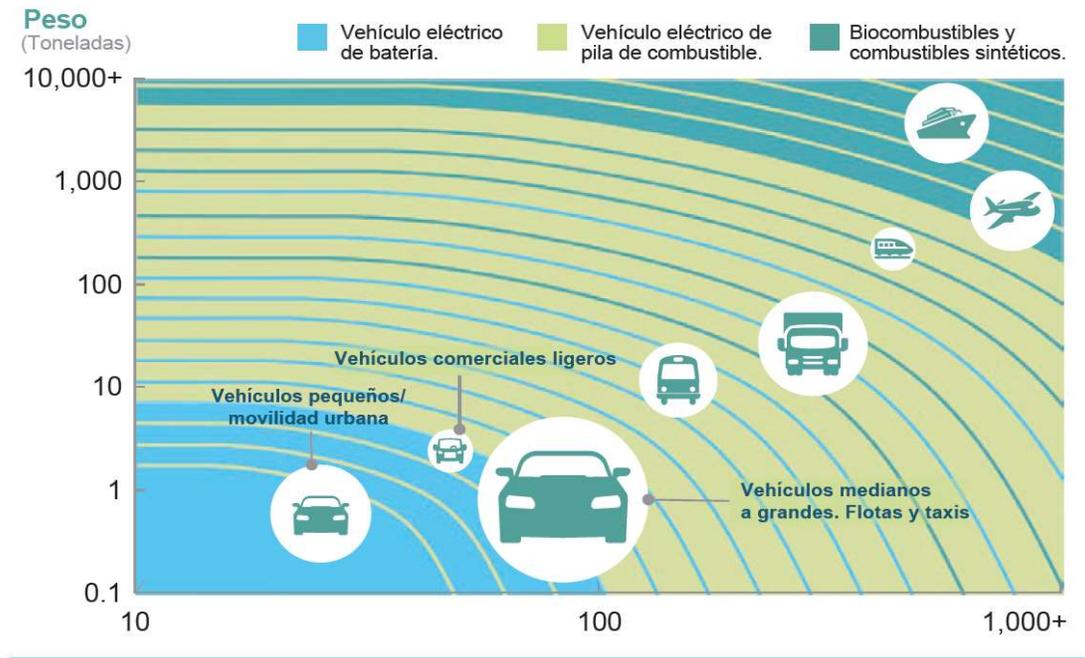


Figura N° 3. Implantación de tecnología.

Fuente: (Hydrogen Council, 2017).

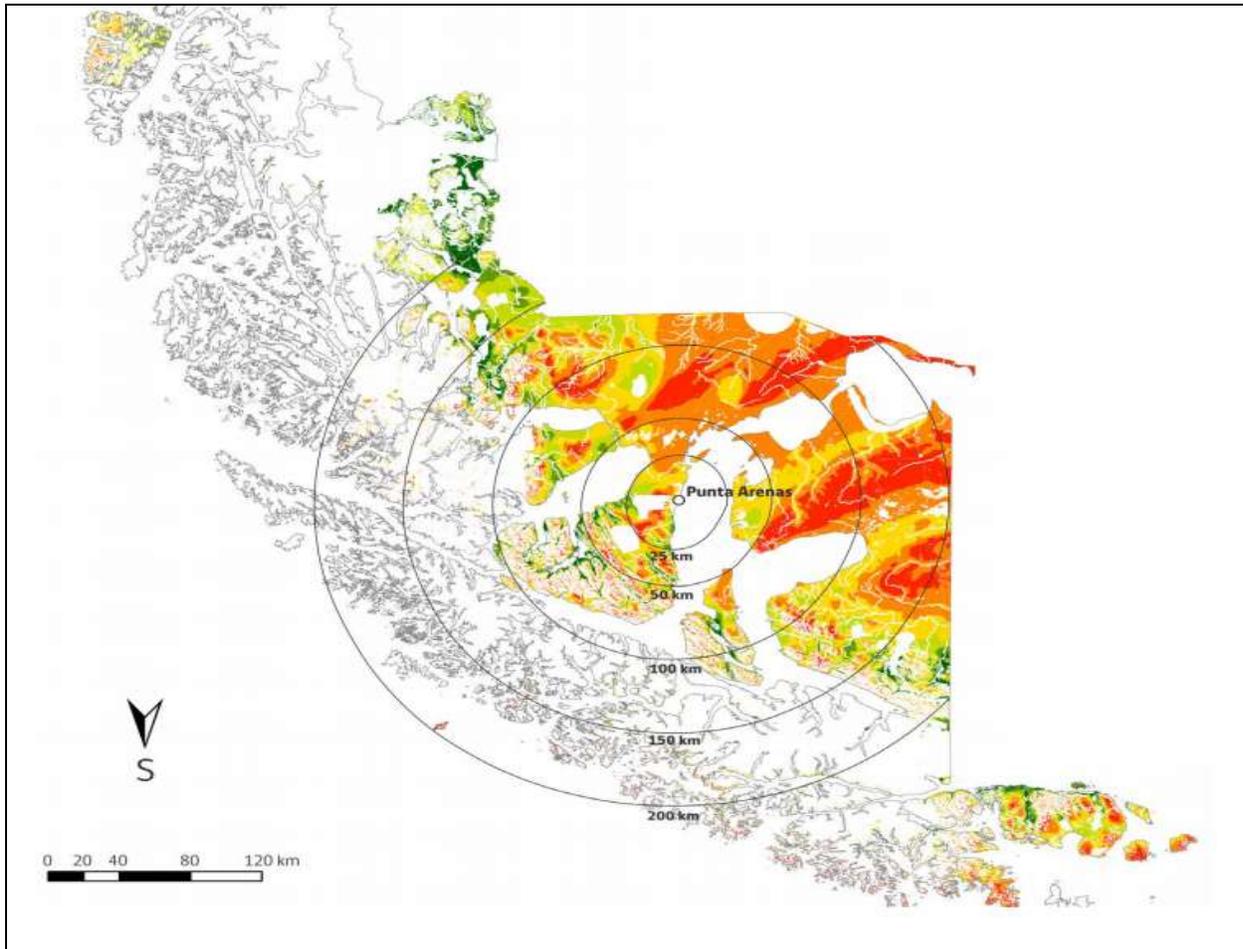
¹El Hydrogen Council es una iniciativa que reúne a empresas líderes entre las cuales se encuentran BMW, Airbus, Honda, Alstom, Toyota, por mencionar algunas.

3.2. Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde del Estado de Chile.

El Ministerio de Energía en el Estado de Chile en 2020 estableció una Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde (en adelante ENH₂V), la cual, pretende que el país llegue a ser un actor relevante produciendo 10 millones de toneladas anuales de hidrógeno verde, exportadas a Europa, China, Japón, Corea, EE.UU. y América latina al año 2050. La ENH₂V plantea que la gradual descarbonización de la matriz eléctrica y la alta competitividad de Chile en energías renovables no convencionales (ERNC) abren las puertas para crear un sector económico que podría equiparar en tamaño a la industria minera nacional. Estableciendo como meta producir el Hidrógeno verde para el 2025 a un valor de 2 USD/kg y a 1,5 USD/kg para el 2030 y el más barato del mundo para el 2050 en un rango de 0,8 a 1,1 USD/kg, haciéndolo menos costoso que el hidrógeno gris.

Actualmente la obtención de hidrógeno verde es más costosa que la del hidrógeno gris. Los principales factores que determinan el costo de producción del hidrógeno verde son el costo de la electricidad y el costo de capital por la inversión en electrolizadores (Colegio de Ingenieros, 2021). Aun cuando cabe señalar que las energías eólica y solar son ya las formas de energía más baratas para cualquier nueva capacidad de generación instalada en Chile. De hecho, el costo final de la electricidad es más económico que el procedente del gas natural u otros combustibles fósiles (AIE, 2020; IRENA, 2020; Graham et al., 2020).

En la Región de Magallanes y Antártica Chilena se destaca el viento como recurso prácticamente permanente a lo largo de todo el año. La Figura N°4 presenta un mapa de resultados del potencial eólico para distintos radios de distancia desde la ciudad de Punta Arenas y para rangos de factor de planta superiores a 30%. El potencial máximo estimado alcanza a 15.200 MW que se comparan con la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional que es de 26.856 MW a enero del 2021 (Generadoras de Chile, 2021).



Potencial Eólico según rangos de distancia

Factor de planta	Potencia (MW)					
	0-25km	25-50km	50-100km	100-150km	150-200km	Más de 200km
30% - 35%	1	132	574	484	943	2.961
35% - 40%	207	446	1.234	1.369	1.946	2.281
40% - 45%	718	1.175	4.087	5.013	3.696	3.070
45% - 50%	1.288	3.348	9.995	11.272	2.538	2.970
50% - 55%	1.048	2.834	14.973	18.638	3.097	2.572
mayor a 55%	291	278	9.171	8.966	1.200	1.383
Total (MW)	3.553	8.214	40.033	45.742	13.419	15.237

Figura N° 4. Potencial Eólico en Punta Arenas, Magallanes y Antártica Chilena.

Fuente: (Ministerio de Energía, 2021).

3.3. Costos futuros del hidrógeno verde.

Las proyecciones de costos de la ENH₂V están principalmente basadas en el informe de la consultora internacional McKinsey & Company, el cual, proyecta que los costos de producir hidrógeno verde disminuirían en un 67% en los próximos 10 años a partir del 2020 (McKinsey & Company, 2020). Esta disminución haría que el costo de producción del hidrógeno verde llegue a ser plenamente competitivo con el costo del hidrógeno gris. Este optimismo respecto a las futuras reducciones de costos del H₂V se basa en gran medida en las perspectivas de reducción del gasto en capital o la inversión en capital (*capital expenditure* – CAPEX), que se lograrían en la adquisición de los equipamientos para la electrólisis del agua. La Figura N° 5 presenta las justificaciones que tendría la reducción del costo final del hidrógeno verde.



Figura N° 5. Reducción de costos para el H₂V.

Fuente: (McKinsey & Co, 2020).

En detalle, el informe considera las siguientes estimaciones:

- CAPEX decrece 76% para electrolizadores, por escalamiento y mejoras técnicas.
- Se incrementa el tamaño eficiente de 2 MW a 80-90 MW.
- Mejora de eficiencia de 64% a 70% en 2030 resultando en menor consumo eléctrico.
- Costos de operación y mantenimiento se reducen (efecto de aprendizaje).

- Costos de la energía solar fotovoltaica cae de 31 a 19 USD/MWh asumiendo conexión directa a producción de H₂V (*Offgrid*), sin considerar los costos de transmisión.

Estas estimaciones implican que se proyecta que el costo del hidrógeno verde llegará a caer 2/3 al año 2030 con respecto a 2020. El informe McKinsey & Co (2020) proyecta unos costos nivelados² decrecientes hasta el año 2050 (Figura N° 6). Estos resultados, parecen a primera vista extraordinariamente optimistas, pues indican que podrían alcanzarse costos incluso tan bajos como 0,8 USD/kg, lo que no se encuentra en ninguna otra proyección de la que se tenga conocimiento. Por ejemplo, la hoja de ruta del hidrógeno de Australia (país que pretende ser un actor relevante en el mercado futuro del hidrógeno verde) proyecta reducciones en el costo del despliegue de las tecnologías de bajas emisiones a un punto en el que sean competitivas con las alternativas existentes (DISER, 2020). En Anexo N° 1 se muestra las relaciones entre el costo de producción de hidrógeno verde basada en las proyecciones de costos de generación de electricidad de la CSIRO³ para Australia, aplicadas en el modelo de la AIE con supuestos sobre los costos de los electrolizadores, factores de capacidad y las estimaciones de costos de la hoja de ruta de hidrógeno (Bruce et al., 2018). Allí el valor mínimo para el 2030 es de 2,25 USD/kg H₂. Por otra parte, APEC indica una estimación de 2,96 USD/kg H₂ (APEC, 2018) (Anexo N° 2).

² Costo nivelado de la energía o LCOE por sus siglas en inglés “Levelized Cost of Energy”, que significa el costo de la energía independiente de su forma de generación.

³ CSIRO: Agencia del gobierno federal para la Investigación Científica Aplicada de Australia. se ubica entre las 10 principales organizaciones de investigación aplicada en el mundo.

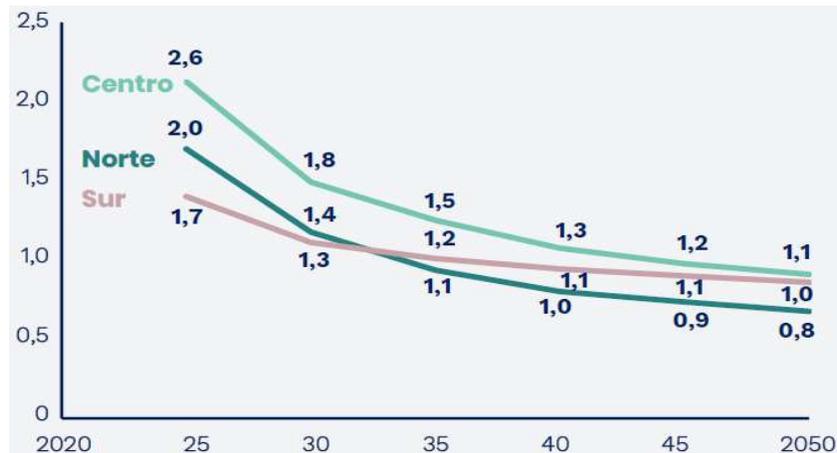


Figura N° 6. Costo nivelado del H₂V (USD/kgH₂).

Fuente: (McKinsey & Co, 2020).

La proyección de costos decrecientes de la figura N°6 son el reflejo de la proyección decreciente de los costos de la ERNC para las distintas macrozonas de Chile que se presentan en el Figura N° 7.

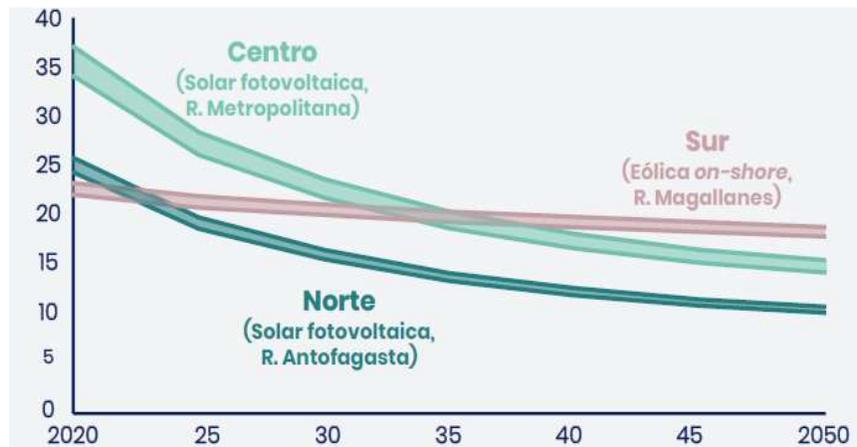


Figura N° 7. Costo Nivelado de Electricidad Renovable (USD/MWh)

Fuente: (McKinsey & Co., 2020).

Estas importantes disminuciones de costos para las ERNC en Chile son controversiales. De hecho, recientemente han sido puestas en duda por algunos expertos, puesto que no aparecen claras razones para que se puedan esperar nuevas disminuciones tan importantes en el costo de generación de las ERNC (Colegio de Ingenieros, 2021).

3.4. Proyección de montos de inversión en electrolizadores.

El Comité Solar e Innovación Energética (CSIE) dependiente del Consejo Nacional de Innovación para el Desarrollo (CNID) en conjunto con CORFO realizaron una estimación de inversión para el costo nivelado de producción (LCOH) del hidrógeno verde. En la Tabla N°1 se muestra los datos de inversión y operación estimados para un electrolizador, la generación eólica y solar. (CSIE & CORFO, 2018).

Electrolizadores	2020	2030	2050	Fuente
CAPEX US/kW	900	700	450	IEA G20 (2019)
OPEX (% CAPEX)	1,50%	1,50%	1,50%	IEA G20 (2019)
Eficiencia (%)	64,0%	69,00%	74,00%	IEA G20 (2019)
Horas de operación electrolizador	95.000	95.000	100.000	IEA G20 (2019)
Eólica	2020	2030	2050	Fuente
CAPEX US/kW	1.352	1.180	1.104	IAA PELP (2019)
OPEX (% CAPEX)	2,00%	2,00%	2,00%	Armijo et al (2019)
Solar FV	2020	2030	2050	Fuente
CAPEX US/kW	772	657	536	IAA PELP (2019)
OPEX (% CAPEX)	1,70%	1,70%	1,70%	Armijo et al (2019)

Tabla N° 1. Parámetros electrolizadores, generación eólica y solar.

Fuente: (CSEIE & CORFO, 2018).

De la Tabla N°1 se desprende que la mayor parte de la reducción de costos futuros del H₂V no estaría dada por la reducción del costo de la electricidad, si no que por la reducción del CAPEX de los electrolizadores en un 22% al 2030 (pasando de 900 USD/kW a 700 USD/kW) y un 50% al 2050 (pasando de 900 USD/kW a 450 USD/kW).

El documento “Mesa de Trabajo N°10 – Hidrógeno Verde, El Combustible del Futuro, Competencias, Procesos de Transformación” del Colegio de Ingenieros (2020) presenta costos de H₂V en dos escenarios: *off-grid* para fuentes de generación aisladas de la red eléctrica y *on-grid* para fuentes de generación que se complementan con la conexión a la red eléctrica.

La Tabla N°2, presenta una síntesis de los supuestos y los resultados de costos vinculados exclusivamente a la electricidad para la electrólisis en el escenario *Offgrid* con generación eléctrica fotovoltaica (FV) para el norte de Chile.

H2V fotovoltaico <i>Offgrid</i>	2020	2025	2030
Potencia del electrolizador (MW)	40	40	40
Factor de planta del electrolizador	30.00%	30.00%	30.00%
Consumo energético anual (MWh)	105'120	105'120	105'120
Costo electricidad FV en-sitio (USD/MWh)	30	24	21
Costo de electricidad anual electrolizador (USD)	3'153'600	2'522'880	2'207'520
Eficiencia proceso electrólisis	67%	71%	76%
Producción de hidrógeno (kg H ₂)	2'115'027	2'241'297	2'399'135
Costo de energía proceso electrólisis (USD/kg H ₂)	1.491	1.126	0.920

Tabla N° 2. Supuestos de costos de energía aislado de la red eléctrica.

Fuente: (Colegio de Ingenieros, 2021).

En la Figura N° 8, se presentan proyecciones de costos de producción englobando los costos de electrólisis descritos en la Tabla N°2, más el CAPEX y costos de obtención de agua desalinizada. Los escenarios están propuestos en configuraciones aislada (*Offgrid*) y conectada al sistema eléctrico (*ongrid*). La proyección de costos de producción de H₂V *Offgrid* es de 3,85 USD/kg, 2,75 USD/kg y 2,25 USD/kg para los años 2020, 2025 y 2030, respectivamente. Cabe destacar que esta proyección permite estimar el potencial del

desarrollo del precio de hidrógeno verde y el rol clave del precio de electricidad para bajar los costos de la producción.

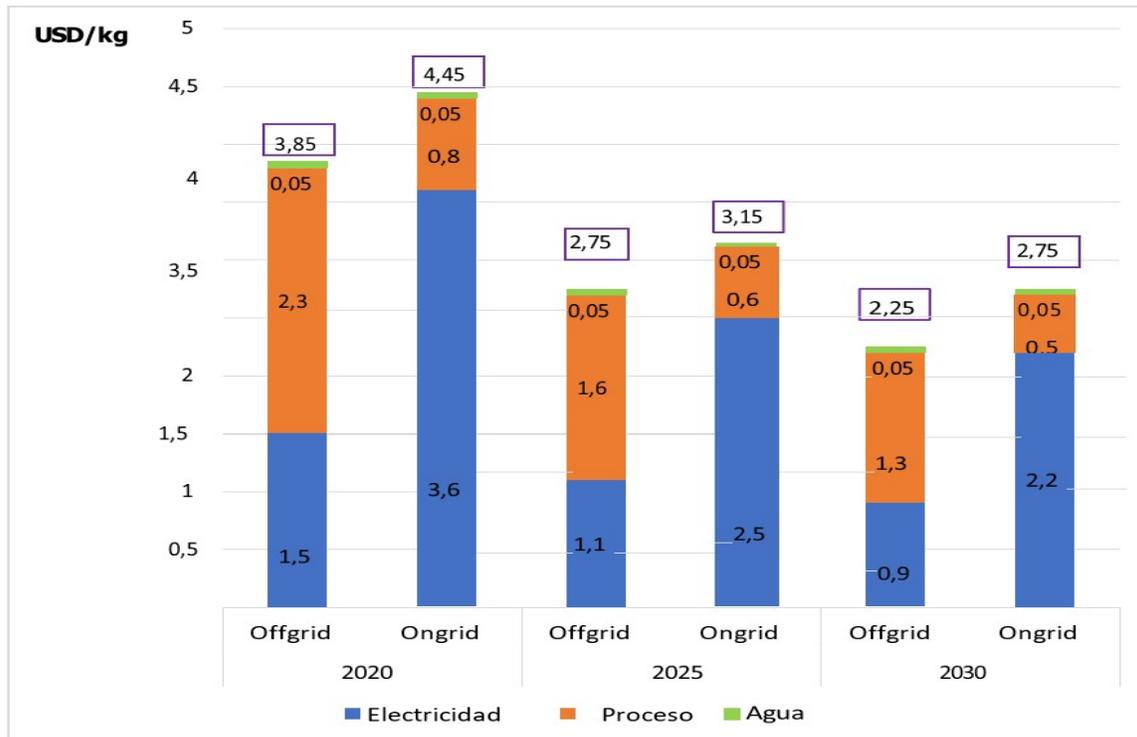


Figura N° 8. Costo de producción de H₂.

Fuente: (Hartmann & Martinez, 2019)

Nota: el costo descrito bajo el nombre de “proceso” está referido al CAPEX.

3.5. Consumo de agua en el proceso de la electrólisis.

La cantidad de agua que se requiere para la producción de hidrógeno verde es reducida, se requieren alrededor de 11 litros de agua para producir 1 kg de hidrógeno, el equivalente a decir 0,1857 kg/kWh de H₂ (Siemens, 2020). Se requiere de agua desalinizada y el costo de este proceso es de 0,05 USD/kg equivalente a 0,002 USD/kWh de H₂ a considerar junto a la inversión y operación como parte del proceso de la electrólisis. (Tabla N°3).

Descripción	Unidad	Valor	Fuente
Consumo de agua para electrólisis	l/kg H ₂ l/kWh H ₂	10 0,186	Siemens 2020
Consumo de energía para desalinización	kWh/l	0,003	Lehmann
Consumo de energía para agua desalinizada por H ₂ producido	kWh/kg H ₂ kWh/kWh H ₂	0,030 0,001	Calculado
Costo del proceso de desalinización de agua (con energía)	USD/kg H ₂	0,050	en base a Corfo/Tractebel 2018, p. 172

Tabla N° 3. Consumo de agua y costo de desalinización.
Fuente: (Colegio de Ingenieros, 2021).

4. DISEÑO METODOLOGICO.

Este trabajo se centra en la revisión de la ENH₂V del Ministerio de Energía, realizando un análisis a los procesos y tecnologías de obtención de hidrógeno por medio de la electrólisis utilizando energías renovables como lo son la eólica y la solar fotovoltaica.

Se elabora una estimación de costo en base a la tecnología disponible en el mercado internacional, teniendo como punto de referencia, una proyección a la baja de energía eléctrica renovable realizada por una empresa consultora, la cual es el pilar de la ENH₂V del Ministerio de Energía.

Se analizó el consumo de energía eléctrica para el proceso de la electrólisis, considerando energía eólica aislada (*Offgrid*), teniendo solo esta fuente de energía para el proceso de la electrólisis.

Se realizó un levantamiento de información de distintas fuentes que ya poseen desarrollos tecnológicos para la electrolisis y el uso del agua considerando su desalinización.

4.1 Levantamiento de información.

En esta etapa se revisarán fuentes que correspondieron a los medios digitales como centros de energía renovable, Ministerio de Energía, informe de organismos internacionales, asociación de generadoras, coordinador eléctrico nacional, la Comisión Nacional de Energía (CNE), la revista internacional de energía del hidrógeno y todas las publicaciones que agrupa, entre otros medios.

4.2 Análisis económico.

Dentro de las tecnologías de producción del Hidrógeno a modo de resumen se visualizaron los costos basados en estudios realizados en los últimos años para ver el potencial que tiene nuestro país en esta posibilidad.

A nivel mundial los electrolizadores son los equipos que por excelencia hoy producen hidrógeno verde y en su mayoría de proyectos particulares y por ende no son estándar ni hay un modo dominante aún por lo que los costos de producir hidrógeno verde se calculan de manera simplificada a modo referencial para comparación.

4.3 Simulación de Montecarlo.

La simulación Monte Carlo es una técnica matemática que posibilita conocer el riesgo en análisis cuantitativos para la toma de decisiones. Es una técnica empleada en diversas áreas, como las finanzas, gestión de proyectos, energía, manufactura, ingeniería, investigación y desarrollo, seguros, petróleo y gas, transporte y medio ambiente.

La simulación Monte Carlo realiza el análisis de riesgo con la creación de modelos de posibles resultados mediante distribuciones de probabilidad para cualquier variable de riesgo (o variable crítica). Luego calcula hasta 100.000 resultados diferentes (iteraciones), cada vez usando un grupo diferente de valores aleatorios según las distribuciones de probabilidad definidas como variables de entrada del modelo de simulación. Para completar una simulación de Monte Carlo puede ser necesario realizar miles o decenas de miles de cálculos. El resultado para cada variable de salida es una Función de Densidad de Probabilidad (PDF, *Probability Density Function*) que se presenta como distribución de probabilidad resultante (con sus respectivos indicadores como media, moda, mediana, curtosis, asimetría y los respectivos percentiles (Palisade, 2020).

Las distribuciones de probabilidad utilizada para cada variable crítica fue la distribución PERT, donde se definieron los valores mínimos, más probable (moda) y máximo, parecido a una distribución triangular. De modo que los valores situados alrededor del más probable tienen más probabilidades de producirse. Las variables de salida

estudiadas fueron el costo final de H₂V y el CAPEX (ambos expresados en (USD/kg H₂)).
La cantidad de iteraciones que para este trabajo se consideraron en 10.000.

5. RESULTADOS.

5.1 Consumo eléctrico de la hidrólisis.

En base a los datos levantados en la investigación de costos para la producción de H₂V en Chile se elaboró la Tabla N° 4. Tal como fue realizado en otros estudios se calculó en base a una capacidad nominal de 40 MW. Se supuso un emplazamiento en la Región de Magallanes (producción de electricidad de origen eólico) con salida de la producción de H₂V por el puerto de Punta Arenas.

Para cada variable crítica se usó la distribución PERT con los valores mínimo, más probable y máximo indicados en la primera de la Tabla N° 4. Los valores resultantes de la segunda parte de la Tabla N° 4 son los calculados para los inputs más probables.

Insumo	2020	2025	2030
Potencia del electrolizador (MW)	40	40	40
Factor de planta del electrolizador	30 - 40 -50%	30 - 40 -50%	30 - 40 -50%
Costo electricidad FV en-sitio (USD/MWh)	30 -35 -40	25 - 30 -40	20 – 25 - 30
Eficiencia proceso electrólisis	64 – 67 - 70%	68 – 71 - 74 %	72 – 76 - 78%
Horas efectivas anuales (más probable)	3.504	3.504	3.504
Consumo energético anual (MWh)	140.160	140.160	140.160
Costo de electricidad anual electrolizador (USD)	4.905.600	4.204.800	3.504.000
Producción de hidrógeno (kg H ₂)	2.820.036	2.988.396	3.198.847
Costo de energía electrólisis (USD/kg H₂)	1,740	1,407	1,095

Tabla N° 4. Estimación de costos de Insumos para la producción de H₂V.

Fuente: Elaboración propia.

5.2 Transporte y almacenamiento de Hidrógeno.

Para obtener datos fidedignos de los costos de transporte se intentó acceder al documento “Condiciones y Oportunidades para el Comercio de Hidrógeno Verde desde Chile a Alemania y Japón” del Energy-PartnerShip Chile-Alemania. Lamentablemente, se obtuvo como respuesta que el estudio íntegro es confidencial. En el abstract disponible en internet se indica que el hidrógeno verde producido en Chile puede ser competitivo a pesar de la distancia a los grandes centros de consumo. Se indica que, en el caso de la exportación de hidrógeno a través de metanol, desde el norte del Estado de Chile a Alemania, el costo de envío constituye menos del 5% de los costos totales de la cadena de valor de la exportación para el año 2025. A su vez, en el caso de la exportación de hidrógeno a través de amoníaco, constituye menos del 6% para el mismo año (Energy Partnership Chile-Alemania, 2021).

Para la estimación de los costos de transporte se hace poco viable considerar que el transporte marítimo se realizará en el mediano plazo como hidrógeno licuado (criogénico) debido a que no existe este tipo de navíos, excepto por un pequeño buque recientemente construido (Anexo N° 3). Por otra parte, el consumo energético de la licuefacción de hidrógeno de acuerdo con diversas fuentes es de 13 kWh/kg (Morante et al., 2020). Tomando en cuenta que el poder calorífico inferior es de 33,3 kWh/kg H₂, implicaría que al menos un 40% de la energía del H₂V se perdería en este proceso.

Para los cálculos propios, se construye un escenario en que el H₂V será transformado a metano, mediante la reacción de Sabatier, capturando CO₂ del aire y luego este producto será licuado y transportado por buques metaneros convencionales. Aunque al usar el metano en destino final se emite CO₂, podría el proceso global considerarse carbono neutral debido a la captura de CO₂ del aire en cantidad equivalente, en el punto de producción (Anexo N° 5). Este escenario implica además que no se requiere una gran transformación de infraestructuras globales que sería costosa e incierta, se usan los

mismos buques, los mismos gasoductos y toda la infraestructura ya montada para el gas natural.

El proceso de Sabatier o metanación consiste en hacer reaccionar hidrógeno y dióxido de carbono a 250-500 °C, a presiones de 5-20 bar y en presencia de un catalizador para transformarlos en metano y agua, con ayuda de un catalizador en base a níquel (Morante et al., 2020). El costo es incierto, aunque bajo, pues el proceso no es demandante de altas cantidades de energía.

Según Rudnick (2006) el costo de licuefacción del metano a USD 1,09 por millón de Btu en caso de un proyecto nuevo y USD 0,97 en proyectos ya existentes. Expresado en unidades de masa esto costo sería alrededor de 0,05 USD/kg, pues el poder calorífico del metano es de 50.020 BTU/kg. Este costo es bastante reducido con relación al costo de los procesos previos de obtención de hidrógeno. La figura N° 9, presenta un gráfico para los costos diarios de transporte marítimo de metano en el año 2020. Se considera un buque de 155.000 a 165.000 m³ de LNG equivalentes a 72.000 toneladas (en base una densidad media de 0,450 kg/ton). A su vez, se considera una tasa de evaporación de 0,1% por día de viaje (*boil-off*). Se considera un viaje de retorno vacío.

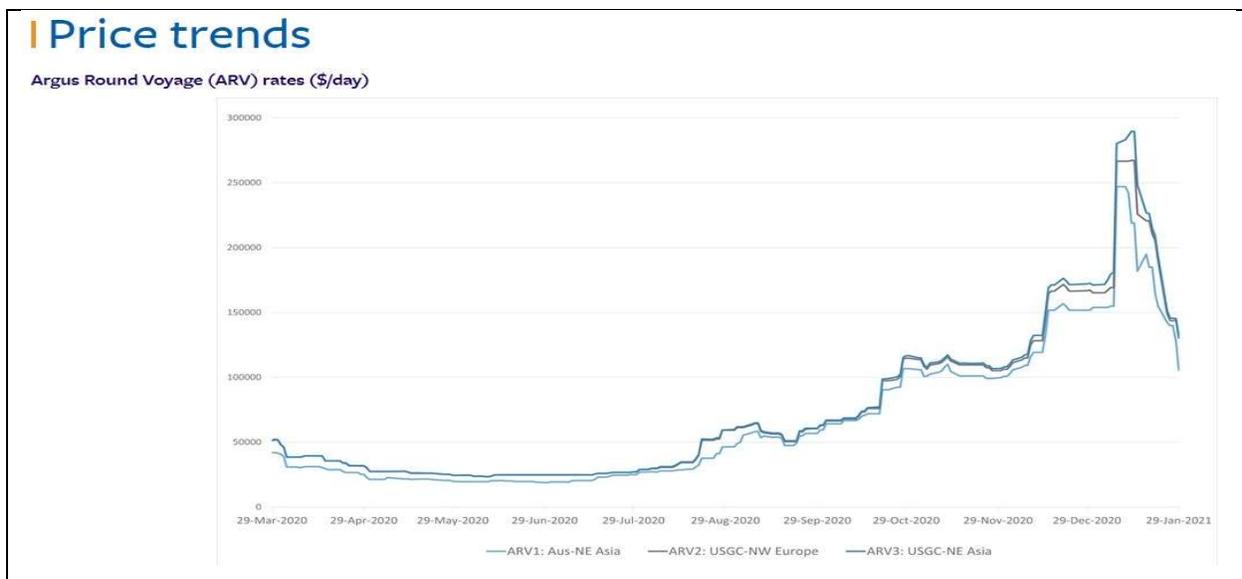


Figura N° 9. Costo en USD/día del viaje ida y retorno en buque metanero.

Fuente: Argus (2021).

Se utilizó el sitio www.shiptraffic.net para estimar la duración del viaje entre Punta Arenas y los puertos de Rotterdam, Kobe (Japón) y Pyeongtaek-Dangjin (Corea del Sur) a una velocidad media de 18 nudos. El costo diario se estimó como la mediana de la Tabla N°5 en 120.235 USD/día. El viaje hasta Rotterdam en 21,3 días tendría un costo de 2,5 millones de dólares con una carga final de 70.488 ton de metano (2,1% de pérdidas), por lo cual, el costo sería alrededor de 0,036 USD/kg. Para los otros destinos este costo sería de 0,060 USD/kg (Japón) y 0,060 USD/kg (Corea del Sur).

Destino	Duración (días)	Costo diario (USD/día)	Costo Viaje (USD)	Carga (ton)	Costo (USD/kg)
Rotterdam	21,3	120.235	2.561.000	70.488	0,036
Kobe	34,9	120.235	4.196.200	69.500	0,060
Pyeongtaek-Dangjin	34,6	120.235	4.160.100	69.500	0,060

Tabla N° 5. Costo de flete en barco. Fuente: Elaboración propia.

5.3 Costos Nivelados y análisis de riesgo.

En la Tabla N° 6, gran parte de los costos de producir H₂V vía electrolisis del gas proviene de la energía eléctrica, por lo que se estimó que la inversión global corresponde en un 50% al costo de la energía eléctrica, un 10% a los costos de la electrolisis, un 2% a la metanación, licuefacción (Rudnick, 2006) y un 1% al proceso de carguío y almacenamiento provisional.

Ítem	2020	2025	2030
Inversión global (50% adicional) (USD/MW)	54.000.000	48.000.000	42.000.000
CAPEX (USD/kg)	1,149	0,964	0,788
Otros costos (personal, etc..) 10% Electrolisis	0,174	0,141	0,110
Metanación 2% electrolisis	0,035	0,028	0,022
Licuefacción	0,050	0,050	0,050
Carguío, almacenamiento provisional (1% electro)	0,017	0,014	0,011
Transporte como metano	0,036	0,036	0,036
Total (USD/kg)	3,201	2,640	2,112

Tabla N° 6. Estimación de costos procesos para la producción de H₂V.

Fuente: Elaboración propia.

En las proyecciones se obtuvo que para el periodo 2020 a 2030, el factor de planta de los electrolizadores es incidente en el costo (USD/kg) del H₂V, al verse incrementado el factor de planta se produce una disminución del valor del H₂V.

La figura N° 10, muestra que para el año 2020 el costo se ve principalmente afectado por el factor de planta del electrolizador, seguido del costo de la electricidad. Al aumentar el factor de planta del electrolizador el costo del H₂V se reduce; la magnitud del impacto es -0,67 en una escala de 0 a -1.

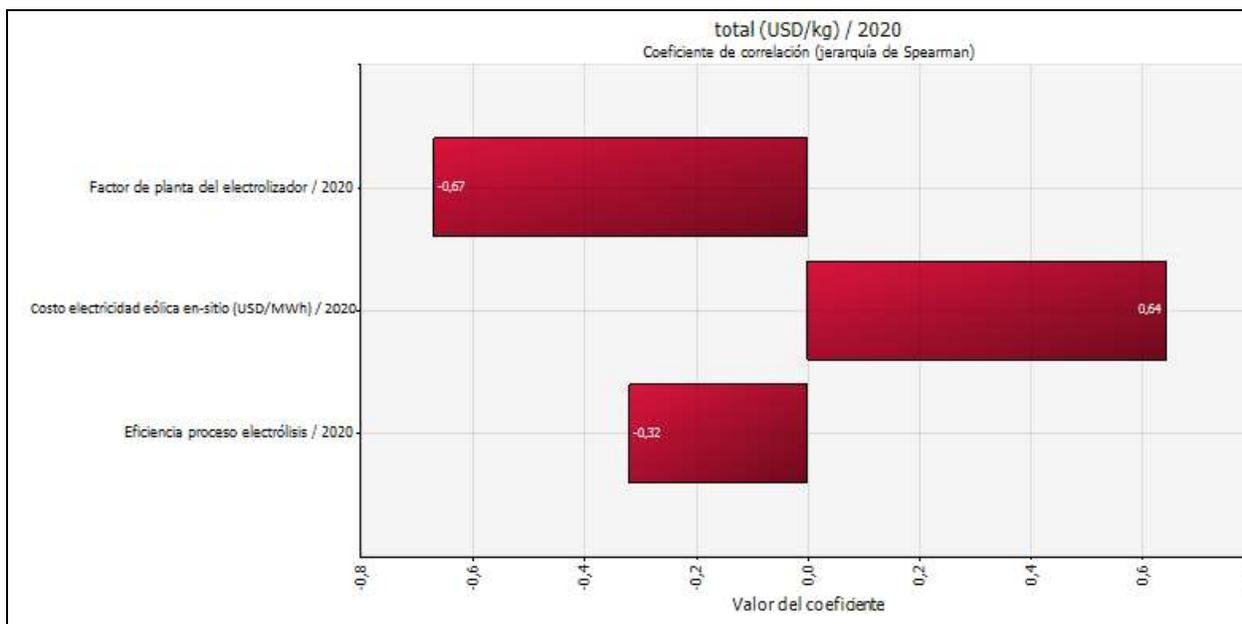


Figura N° 10. Factores que afectan el costo proyectado del H₂V para el año 2020.

Fuente: Elaboración propia.

Las figuras N° 11 y N° 12, muestran que para los años 2025 y 2030 el costo se ve principalmente afectado por el factor de planta del electrolizador, seguido del costo de la electricidad FV *Offgrid*.

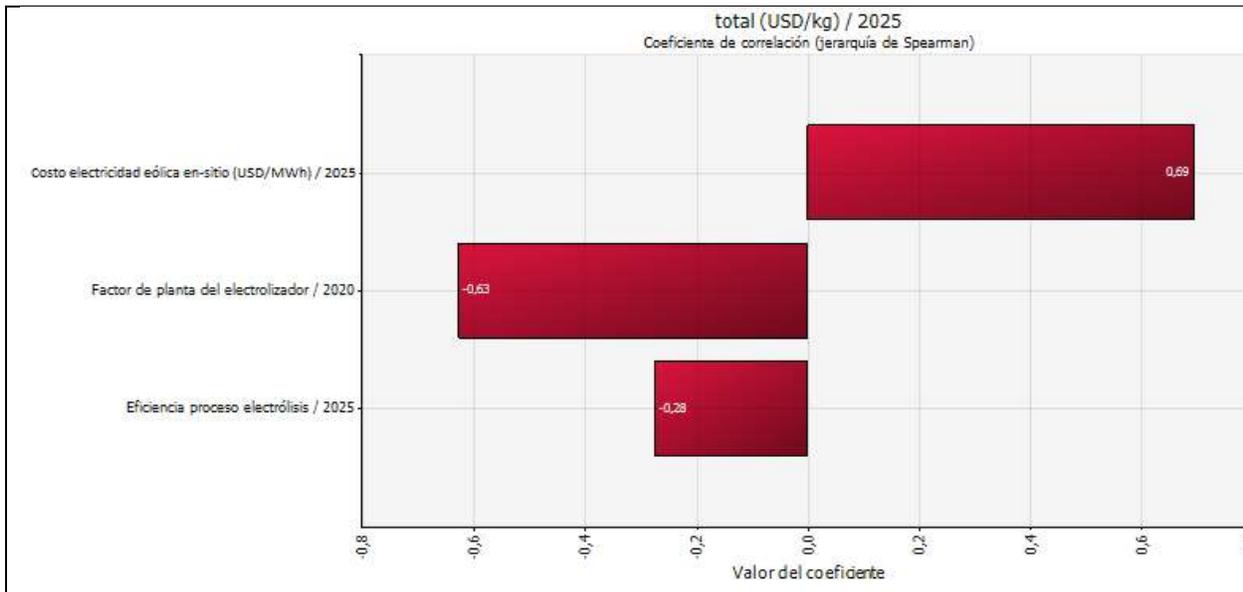


Figura N° 11. Factores que afectan el costo proyectado del H₂V para el año 2020.
Fuente: Elaboración propia.

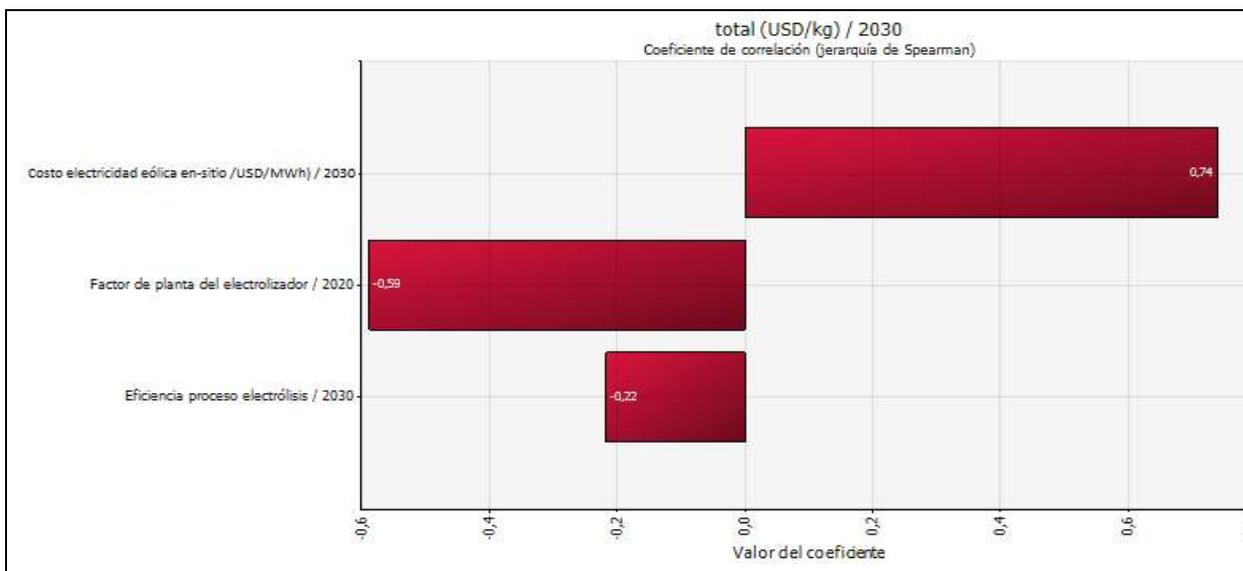


Figura N° 12. Factores que afectan el costo proyectado del H₂V para el año 2020.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura N° 13 presenta el resultado del costo total del H₂V para el año 2020. El costo promedio del H₂V es de 3,20 USD/kg con un rango desde 2,94 USD/kg a 3,49 USD/kg con un 90% de probabilidad.

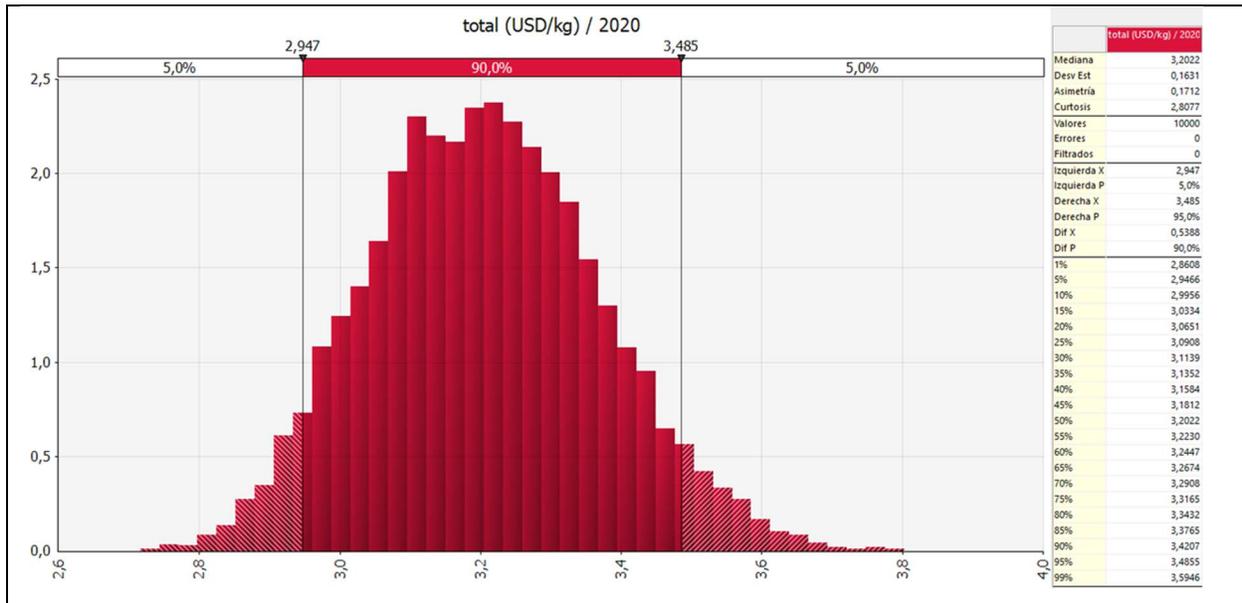


Figura N° 13. Costo promedio del H₂V al 2020.

Fuente: Elaboración propia.

La Figura N° 14 presenta el resultado del costo total del H₂V para el año 2025. El costo promedio del H₂V es de 2,64 USD/kg con un rango entre 2,42 USD/kg a 2,88 USD/kg con un 90% de probabilidad.

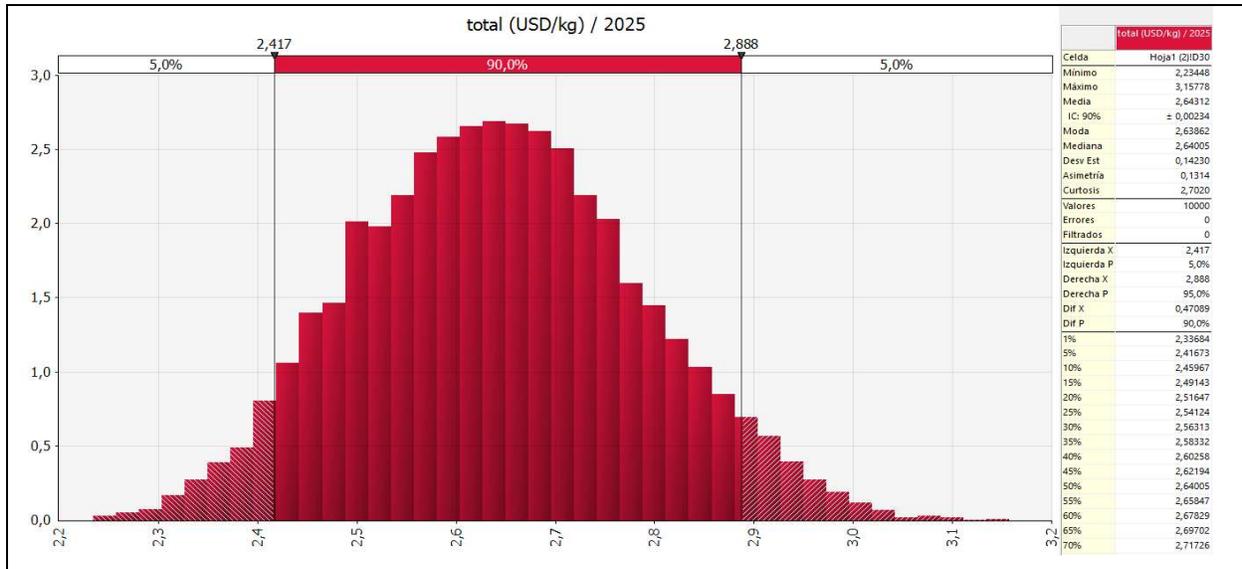


Figura N° 14. Costo promedio del H₂V al 2025.

Fuente: Elaboración propia.

La Figura N° 15 presenta el resultado del costo total del H₂V para el año 2030. El costo promedio del H₂V es de 2,12 USD/kg con un rango entre 1,92 USD/kg a 2,33 USD/kg con un 90% de probabilidad.

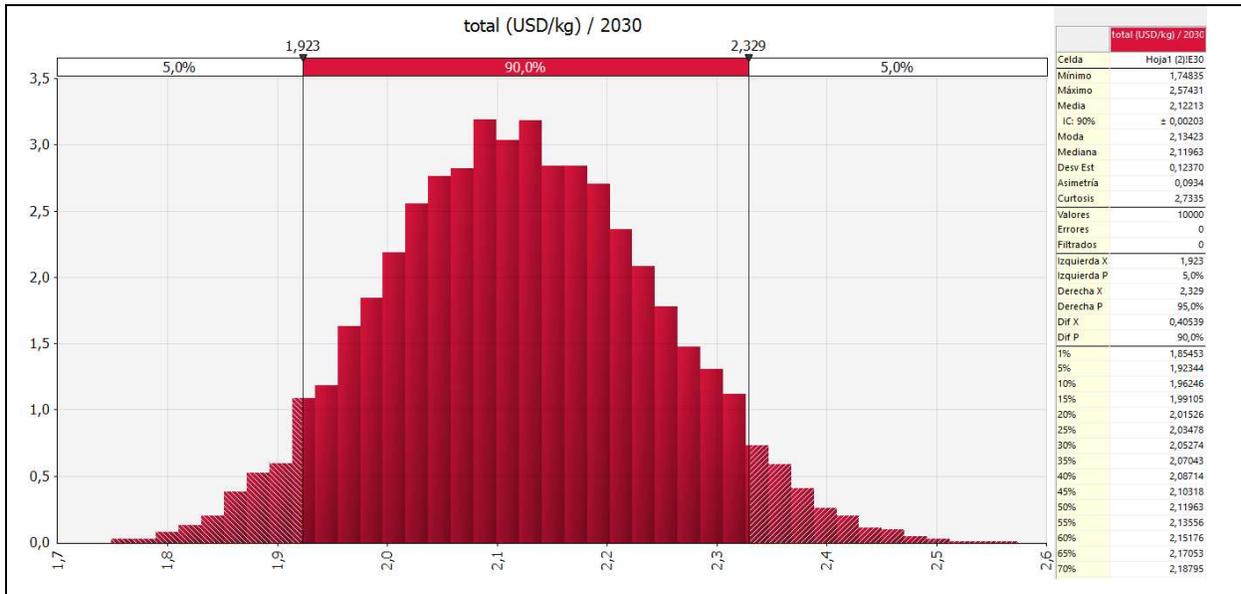


Figura N° 15. Costo promedio del H₂V al 2030.

Fuente: Elaboración propia.

Figura N° 16, en base a nuestra estimación para el año 2030, el costo del H₂V (USD/kg) es proporcional al costo de la electricidad. La figura N° 16 muestra dos cosas: primero, pendiente positiva implica impacto positivo sobre el costo del H₂V (y viceversa), y segundo, mayor pendiente implica mayor impacto sobre el costo del H₂V (y viceversa). De lo anterior se puede comentar que junto con conseguir bajos costos de electricidad también es requerido centrar la preocupación de obtener un mayor factor de planta para los electrolizadores, el cual, finalmente para el caso estudiado (*Off-grid*), es el factor de planta de la respectiva ERNC.

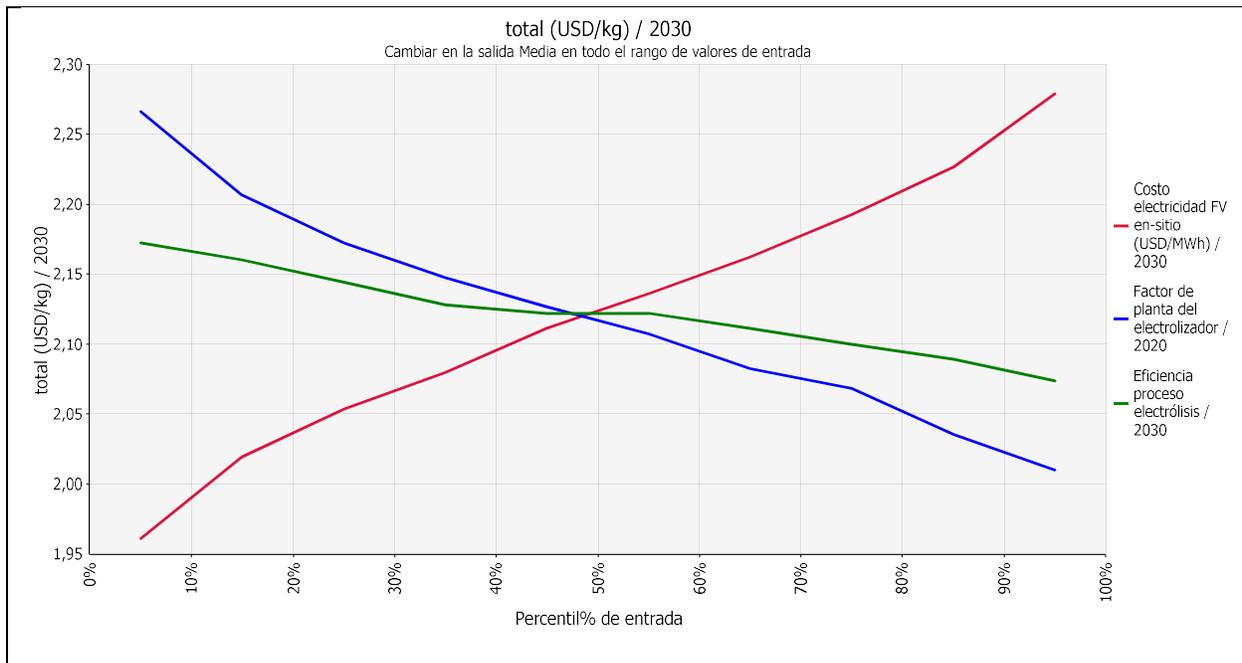


Figura N° 16. Sensibilidad de costo del H₂V al año 2030.

Fuente: Elaboración propia.

5.4 Consideraciones sociales y organizacionales.

De acuerdo con nuestros resultados, un escenario optimizado señala que para producir 1 tonelada de H₂V es necesario un consumo eléctrico de 43 MWh. De este modo, para la proyección de 10 millones de toneladas anuales de hidrógeno verde de la ENH₂V al año 2050, habría que contar con una producción eléctrica de 430 millones de MWh. Esto implicaría, con un factor de carga optimizado de 50% y una capacidad instalada de 100.000 MW sólo para producir H₂V. Tomando en cuenta que la actual capacidad instalada es de alrededor de 27.000 MW (incluyendo todos los sistemas eléctricos), sería necesario quintuplicar la actual capacidad instalada. A su vez, la Región de Magallanes por sí sola podría cubrir tan sólo un 15% de esta capacidad, lo cual, la dejaría con una gran cantidad de aerogeneradores en la superficie no sometida a protección por medio de parques nacionales. Esto hace poco plausibles las proyecciones realizadas en la ENH₂V.

Lamentablemente, como ocurre con otras industrias, la falta de know-how y cierto desinterés en el riesgo de los inversionistas nacionales, hacen pensar que Chile en el ámbito de H₂V solo colocaría sus recursos naturales (viento y sol). No obstante, para impulsar una ruta más decidida a la creación de iniciativas privadas de H₂V, la CORFO actuando de forma alineada con la ENH₂V en abril de 2021, publicó las bases de una primera convocatoria para el concurso de cofinanciamiento a desarrollo de proyectos de H₂V a escala industrial en reemplazo de combustibles fósiles, amoniaco, metanol y combustibles sintéticos para exportación. El financiamiento de este concurso es de 50 millones de dólares, proveniente del acuerdo de compensación entre CORFO y SQM por la explotación yacimientos de litio en el Salar de Atacama. Esta convocatoria, a través de la cofinanciación estatal, busca impulsar proyectos orientados a desarrollar la industria del H₂V, a cargo del Ministerio de Energía (Cuevas et al., 2021). El cierre de convocatoria y la publicación de resultados han sido establecidas para septiembre y diciembre de 2021, respectivamente. Los requisitos del concurso son la utilización de ERNC para la producción de H₂V, considerando como restricciones que los

electrolizadores tengan una potencia igual o mayor a 10 MW y el proyecto debe estar en operación productiva a más tardar en diciembre del año 2025. (CORFO, 2021).

Por otra parte, en la Región de Magallanes está estableciéndose un proyecto de producción de combustible sintético metanol mediante la producción de H₂V como precursor, llamado “Haru Oni” o Highly Innovative Fuels (HIF). La zona del Estrecho de Magallanes ha demostrado un alto potencial en la generación de energía eólica y además existe actualmente una capacidad importante de exportación de metanol (planta Methanex) que proviene de la transformación de gas natural de los yacimientos de la zona. Este proyecto reúne tanto el sector público como privado, y a entidades chilenas y extranjeras. La desarrolladora del concepto técnico de la planta es la empresa alemana Siemens Energy, y cuenta con el respaldo de ENAP, del fabricante Porsche y de la empresa la Italiana Enel Green Power, entre otras.

El proyecto será establecido a nivel piloto, contando con un parque aerogenerador de 3,4 MW como fuente de energía primaria. Se espera producir 350 toneladas al año de metanol crudo y 130.000 litros de gasolina sintética. El proceso consiste en la electrólisis de agua, para la producción de H₂V que se usa como un precursor de metano y metanol mediante proceso Fisher-Tropsch, mediante CO₂ capturado directamente de la atmósfera (HIF, 2021).

Pese a lo descrito precedentemente, la realidad nacional señala que, como en otras industrias, Chile no cuenta con todos los bienes y servicios que la generación del H₂V necesita, entonces su foco estará puesto en la producción competitiva en precio, a través de un muy bajo costo de generación de electricidad mediante ERNC, debiendo considerar la importación de equipamiento necesario para ello, tal como lo hace la minería (Colegio de Ingenieros, 2021).

Cabe señalar que en el proyecto HIF descrito previamente, que constituirá el primer proyecto concreto de producción de H₂V en Chile, la participación de empresas chilenas

es más bien lateral que central. Aunque es auspicioso que la Universidad de Magallanes e HIF hayan suscrito un convenio de colaboración para el desarrollo conjunto de proyectos de investigación y desarrollo en materia de energías renovables y combustibles sintéticos de baja huella de carbono. El convenio considera facilitar el intercambio de estudiantes, profesores e investigadores entre ambas instituciones, promover pasantías de la universidad en HIF, apoyar programas de doctorado y magister, intercambio de publicaciones y eventos conjuntos de difusión, becas y visitas técnicas. El acuerdo considera como uno de sus puntos principales realizar un levantamiento conjunto de los perfiles profesionales y técnicos que serán requeridos para la formación de capital humano especializado en la naciente industria del hidrógeno verde. (UMAG, 2021).

En el sitio www.scopus.com se encontraron 13 publicaciones científicas de autores chilenos entorno a la producción y almacenaje de hidrogeno, todas con objetivos particulares y no en el contexto de las comparaciones con la ENH₂V, como es la intención de este trabajo.

El Estado de Chile actualmente se encuentra confrontado a la disyuntiva entre dos visiones contrapuestas: la primera, prepararse para crear nuevas políticas públicas apropiadas para propiciar un salto en las capacidades productivas hacia una sociedad basada en el conocimiento, la innovación y la tecnología (complejización económica). La segunda consistiría en concentrarse en aprovechar sus ventajas comparativas y seguir haciendo y mejorando lo que sabe hacer: explotar los recursos naturales que posee sin entrar en la disyuntiva de cambiar los patrones productivos del país sino en buscar eficiencia y productividad en lo que hace tradicionalmente, es decir, en especializarse en exportar materias primas mejorando su competitividad (Poveda, 2020).

Los impulsores de la primera opción mencionan al menos dos diversas “oportunidades perdidas” de impulso al desarrollo del país, como serían: la época del salitre y el auge de la minería del cobre y su super-ciclo de precios. Ambas producidas casualmente en la

última década de los dos siglos pasados, hasta la primera década del siglo siguiente. Actualmente, estaríamos frente a una tercera posible oportunidad eventualmente perdida, dada la escasa integración productiva hacia adelante del litio, principalmente como baterías.

La economía del H₂V plantearía una cuarta oportunidad para aumentar la productividad y por ende los salarios y el bienestar general de la población. No obstante, a diferencia de los tres precedentes, esta vez se trata de un recurso natural renovable y virtualmente inagotable como lo es la energía solar, bajo su forma directa o indirecta (viento). Uno de los principales expertos en el tema de la complejidad económica César Hidalgo, indica que finalmente los encadenamientos más exitosos van hacia atrás en la cadena de valor, no hacia adelante. En el caso del Estado de Chile, no habría entonces que pensar desde el cobre al cable, sino hacia atrás, en las tecnologías de inteligencia artificial y manejo telemático de faenas (Hidalgo, 2020). Para el H₂V sería una situación más o menos equivalente. Esto implica que para lograr estos encadenamientos se requiere el desarrollo de una industria local que provea las tecnologías. Sin embargo, para el caso de H₂V esto parece lejano hoy en día, aunque la iniciativa de CORFO para el financiamiento de proyectos de Hidrógeno Verde en Chile parece bien encaminada en ese sentido.

Cabe indicar que una ventaja de la producción de hidrógeno verde de forma masiva en nuestro país es la posibilidad de constituir un buffer de almacenamiento de energía eléctrica para hacer frente a la variabilidad o intermitencia intrínseca que presentan las ERNC en un sistema interconectado.

6. CONCLUSIONES.

Las estimaciones referentes a lograr una producción de 10 millones de toneladas de H₂V realizadas en la ENH₂V son poco plausibles tomando en cuenta que sería necesario quintuplicar la actual capacidad instalada de generación eléctrica de Chile. A su vez, la Región de Magallanes por sí sola podría cubrir tan sólo un 15% de esta capacidad, dejándola con una gran cantidad de aerogeneradores en las zonas no sometidas a protección ambiental.

De acuerdo con la revisión bibliográfica realizada se ha podido dar cuenta que las proyecciones de costos futuros de hidrógeno verde de la ENH₂V están fundamentadas casi exclusivamente en un informe de la consultora internacional McKinsey and Company. Este informe proyecta reducciones de 67% en el costo de producción de H₂V desde 2020 a 2030 que se traducen a reducciones de 5,9 a 2,0 USD/kg H₂V, sustentados en la reducción de los costos de la electricidad, principalmente eólica y solar fotovoltaica. A diferencia, la estimación de costos realizada en este trabajo señala poder alcanzar este rango de valores, pero fuertemente incidido por el factor de planta de los electrolizadores mostrando una reducción del costo promedio de producir H₂V desde 2020 a 2030 de 3,2 USD/kg a 2,1 USD/kg H₂V.

De lo anterior, se estima que el foco de la ENH₂V debe estar en optimizar la producción, obteniendo equipamiento y maquinaria innovadora con un rendimiento que permita aumentar el factor de planta de los electrolizadores, teniendo en consideración que los costos de la electricidad no disminuirán en las cantidades que estima la ENH₂V, mientras no se robustezca la red eléctrica nacional y exista una regulación favorable para producir H₂V con generación eléctrica *On-grid*.

7. BIBLIOGRAFIA CITADA.

- AIE (Agencia Internacional de energía). (2019). The future of Hydrogen. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- AIE (Agencia Internacional de energía). (2020). Perspectivas energéticas mundiales 2020. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
- APEC. (2018) Perspectives on Hydrogen in the APEC Region. Recuperado de <https://aperc.or.jp/file/2018/9/12/Perspectives+on+Hydrogen+in+the+APEC+Region.pdf>
- Argus. (2021) Transporte de GNL. Recuperado de <https://www.argusmedia.com/en/hubs/lng#keyprices>
- Basile A. (2015). Reactores de membrana para reformado con vapor de metano (SMR). Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781782422235000029>
- Benjumea, F. (2020). El marco de la Economía del Hidrógeno a cierre de 2020. Recuperado de <https://felipebenjumeallorete.com/el-marco-de-la-economia-del-hidrogeno-a-cierre-de-2020/>
- Bruce, S., Temminghoff, M., Hayward, J., Schmidt, E., Munnings, C., Palfreyman, D., Hartley, P. (2018) National Hydrogen Roadmap, CSIRO, Australia.
- CIPER (2021) CIPER Chile, Hidrógeno Verde en Chile: ¿la gran oportunidad para crear un modelo de desarrollo ejemplar? Recuperado de <https://www.ciperchile.cl/2021/05/29/hidrogeno-verde-en-chile-la-gran-oportunidad-para-crear-un-modelo-de-desarrollo-ejemplar/>
- Colegio de Ingenieros. (2021). Mesa de Trabajo N° 10 – Hidrógeno Verde, El combustible del Futuro, Competencias, Procesos de Transformación. Recuperado de http://doc.ingenieros.cl/mt_10_hidrogeno.pdf
- Commonwealth of Australia. 2019. Australia's National Hydrogen Strategy. Recuperado de <https://www.industry.gov.au/sites/default/files/2019-11/australias-national-hydrogen-strategy.pdf>

- CSIE & CORFO. (2018). Estudio para definir esquemas de financiamiento para acelerar la adopción tecnológica e implementación de proyectos de generación, almacenamiento, transporte, consumo y exportación de Hidrógeno Verde en Chile. Recuperado de https://energia.gob.cl/sites/default/files/estudio_para_definir_esquemas_de_financiamiento_para_acelerar_la_adopcion_tecnologica_e_implementacion_de_proyectos_de_genera.pdf
- DISER (Department of Industry, Science, Energy and Resources). (2020) Recuperado de https://consult.industry.gov.au/climate-change/technology-investment-roadmap/supporting_documents/technologyinvestmentroadmapdiscussionpaper.pdf
- Energy Partnership Chile-Alemania. (2021). Condiciones y Oportunidades para el Comercio de Hidrógeno Verde desde Chile a Alemania y Japón. Recuperado de <https://www.energypartnership.cl/es/home/>
- Fraile, D. (2015). Overview of the Market Segmentation for Hydrogen Across Potential Customer Groups, Based on Key Application Areas. European Commission. Recuperado de http://www.certify.eu/images/D1_2_Overview_of_the_market_segmentation_Final_22_June_low-res.pdf
- Funez R., Reyes-Bozo L. (2019), El hidrogeno como vector energético. Recuperado de <https://repositorio.uautonoma.cl/bitstream/handle/20.500.12728/3191/Hidrogeno.pdf?sequence=1&isAllowed=y#:~:text=El%20hidr%C3%B3geno%20es%20una%20fuente,y%20la%20red%20de%20gas.>
- Generadoras de Chile. (2020). Proyecto de Hidrogeno Verde en Magallanes. Recuperado de <http://generadoras.cl/prensa/comienza-carrera-por-el-hidrogeno-verde-en-chile-lanzaran-primer-piloto-en-magallanes>

- Graham H. (2021). El informe 2020 de The Lancet Countdown sobre salud y cambio climático: responder a las crisis convergentes. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S014067362032290X>
- Hartmann N., Martínez K. (2019) Estrategia para el mercado de Hidrógeno Verde en Chile, Recuperado de <https://www.in-data.cl/wp-content/uploads/2019/08/HidrogenoVerde.pdf>
- HIF (2021). Highly Innovative Fuels. Proyecto Hari Oni. Recuperado de <https://www.hif.cl/>
- Hydrogen Council (2017). Implantación de vehículos en base a hidrógeno. Recuperado de <https://hydrogencouncil.com/en/>
- IPCC (2021). Comunicado de prensa. Recuperado de https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2021/08/IPCC_WGI-AR6-Press-Release-Final_es.pdf
- IPCC (2021). El acuerdo de París. Recuperado de <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>
- IRENA (2020). International Renewable Energy Agency. Estadística de Capacidad Renovable 2020. Recuperado de <https://irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020-ES>
- Jotzo, F., Beck, F. J., Longden, T. (2019) For hydrogen to be truly 'clean' it must be made with renewables, not coal, Recuperado de <https://theconversation.com/for-hydrogen-to-be-truly-clean-it-must-be-made-with-renewables-not-coal-128053>
- McKinsey & Company. (2020). Chilean Hydrogen Pathway. Recuperado de https://energia.gob.cl/sites/default/files/estudio_base_para_la_elaboracion_de_la_estrategia_nacional_para_el_desarrollo_de_hidrogeno_verde_en_chile.pdf
- Ministerio de Energía de Chile. (2021). Estrategia Nacional de Hidrógenos Verde. Recuperado de https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

- Ministerio de Energía. 2019. Planificación Estratégica a Largo Plazo. Recuperado de https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20191209_actualizacion_pel_p_iaa_2019.pdf
- Palisade (2020). Software @Risk. Recuperado de <https://www.palisade-lta.com/risk/>
- Poveda, R. (2020). Estudio de caso sobre la gobernanza del litio en Chile. Recuperado de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/45683/2/S2000204_es.pdf
- Rudnick, H. (2006). Estructura de Costos y Contratos de GNL. Recuperado de https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno06/GNLdispatch/index_files/Page311.htm
- ShipTraffic. (2021) Calculadora de distancias. Recuperador de <http://www.shiptraffic.net/2001/05/sea-distances-calculator.html>
- Siemens. (2020) Hidrogeno Combustible del Futuro. Recuperado de <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/energia-hibrida-y-almacenamiento/green-hydrogen>
- UMAG (2021). Universidad de Magallanes y HIF realizarán seminario sobre eCombustibles en base a hidrógeno verde. Recuperado de <http://www.umag.cl/vcm/?p=51661>
- Vásquez R., Salinas F., Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. (2015). Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. Recuperado de <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/07/23185348/LIBRO-TECNOLOGIAS-H2-Y-PERSPECTIVAS-CHILE.pdf>
- Vásquez R., Salinas F., Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Tecnologías del Hidrogeno y Perspectivas para Chile. (2018). Recuperado de <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/07/23185348/LIBRO-TECNOLOGIAS-H2-Y-PERSPECTIVAS-CHILE.pdf>

- Xataka. (2019) Suiso Frontier primer barco para transportar H₂. Recuperado de <https://www.xataka.com/energia/este-barco-primer-mundo-fabricado-para-transportar-hidrogeno-liquido-australia-japon-funciona-diesel>

8. ANEXOS.

Anexo N° 1.

Estimación de Costos en Australia.

El costo previsto de la producción de hidrógeno mediante diferentes tecnologías podría ser un factor decisivo a la hora de determinar las opciones de inversión tecnológica en Australia (Commonwealth of Australia, 2019). Una premisa clave de la hoja de ruta tecnológica de Australia que se está elaborando es que “reducir el costo del despliegue de las tecnologías de bajas emisiones, hasta un punto en el que sean competitivas con las alternativas existentes, lo que proporcionará reducciones significativas de las emisiones globales” (DISER, 2020).

La figura N° 17, muestra una comparación de los puntos de precio para la producción de hidrógeno verde, basada en las proyecciones de costos de generación de electricidad de la CSIRO para Australia aplicadas en el modelo de costos de la AIE con supuestos sobre los costos de los electrolizadores, factores de capacidad y las estimaciones de costos de la hoja de ruta del hidrógeno de la CSIRO (Bruce et al 2018).

Las estimaciones de costos de producción de hidrógeno para 2018 y la hoja de ruta nacional del hidrógeno del CSIRO sigan entre 3,59 USD/kg y 5,57 USD/kg (Bruce et al 2018). Para 2025, las estimaciones del CSIRO Roadmap se sitúan entre 1,72 USD/kg y 2,33 USD/kg. Aplicando las estimaciones de GenCost de la CSIRO para 2020 a la relación de costos de la AIE (mostrada en la figura N° 18) se obtienen estimaciones entre 1,98 USD/kg y 3,18 USD/kg. Sobre la base de las proyecciones de costos de electricidad de GenCost para 2030, las estimaciones de costos de producción de hidrógeno resultante se sitúan entre 1,42 USD/kg y 2,78 USD/kg. Estas estimaciones se derivan de las proyecciones de costos de electricidad bajos y altos de GenCost, de los costos de capital de los electrolizadores de 375 USD/kW y 750 USD/kW, respectivamente y de los

factores de capacidad del 30% para la electricidad fotovoltaica y del 45% para la eólica. (ver figura N° 18).

El extremo inferior de estas estimaciones de costos será probablemente más relevante en la práctica, ya que la producción de hidrógeno funcionará con las oportunidades de generación de energía renovable de menor costo. Asimismo, insistir en la incertidumbre sobre las estimaciones de costos futuras y en la posibilidad de que se produzcan grandes y rápidas reducciones de costos a medida que la industria se vaya ampliando.

Las principales diferencias entre las estimaciones de la hoja de ruta nacional del hidrógeno de CSIRO para 2018 y que se asumen costos de capital mucho más elevados para los electrificadores. En el caso de los PEM, los costos de capital asumidos por CSIRO en la hoja de ruta del Hidrógeno en Australia son de 2622 USD/kW para 2018 y de 726 USD/kW para 2025. Los electrolizadores alcalinos cuestan 1010,3 USD/kW en 2018 y 759 USD/kW en 2025. Como se ha detallado anteriormente, otras proyecciones y estimaciones de costos actuales sitúan a los electrolizadores en costos inferiores.

El resultado es que las estimaciones de costos específicas para Australia confirman las conclusiones de las estimaciones de costos internacionales: la producción de hidrógeno verde a 2,25 USD/kg o por debajo de esa cifra será posible en breve o podría serlo ya, y los costos de producción de hidrógeno verde en torno a 1,5 USD/kg podrían estar al alcance en los próximos años.

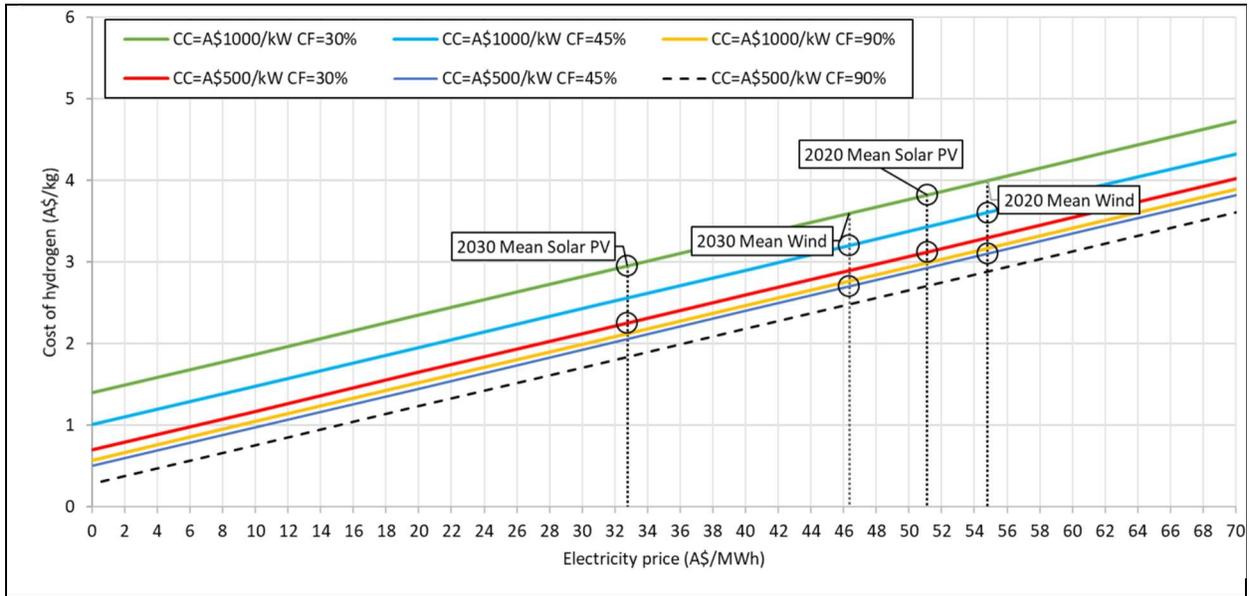


Figura N° 17. Costo producir H₂ a diferentes costos de electricidad y electrolizador.

Fuente: (Longden, Jotzo, Prasad, Andrews, 2020).

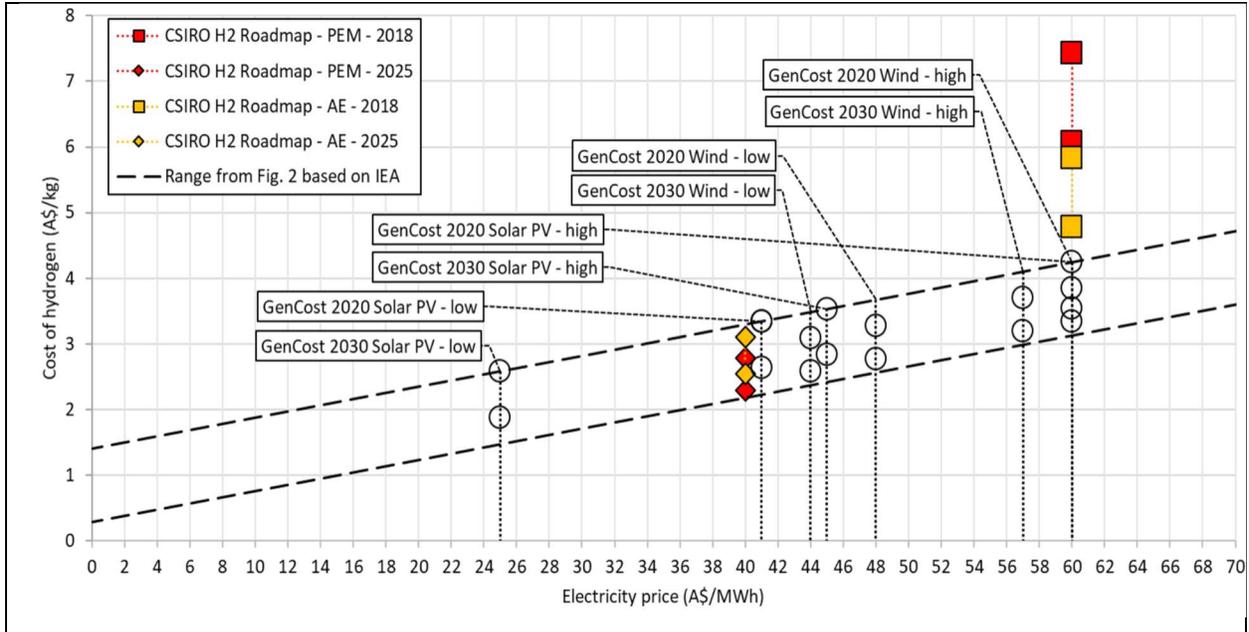


Figura N° 18. Costo producir H₂ en comparación con estimaciones de GenCost.

Fuente: (Longden, Jotzo, Prasad, Andrews, 2020).

Anexo N° 2.

En la figura N° 19 se muestra la estimación de costos de la producción de Hidrógeno sin CO₂ en la región de la APEC basada en las condiciones previas mencionadas. El costo de la producción de Hidrógeno tiene un amplio rango de 0,77 USD/kg – 6,11 USD/kg. El costo de la producción de Hidrógeno a partir de combustibles fósiles CCS (almacenaje del carbono capturado) es de 0,77 USD/kg, mientras que el costo de la producción de Hidrógeno a partir de energías renovables es de 2,44 USD/kg – 6,11 USD/kg. El costo de producir Hidrógeno a partir de la generación de energía hidroeléctrica es comparable al del Hidrógeno producido con combustible fósil más el almacenaje del carbono capturado.

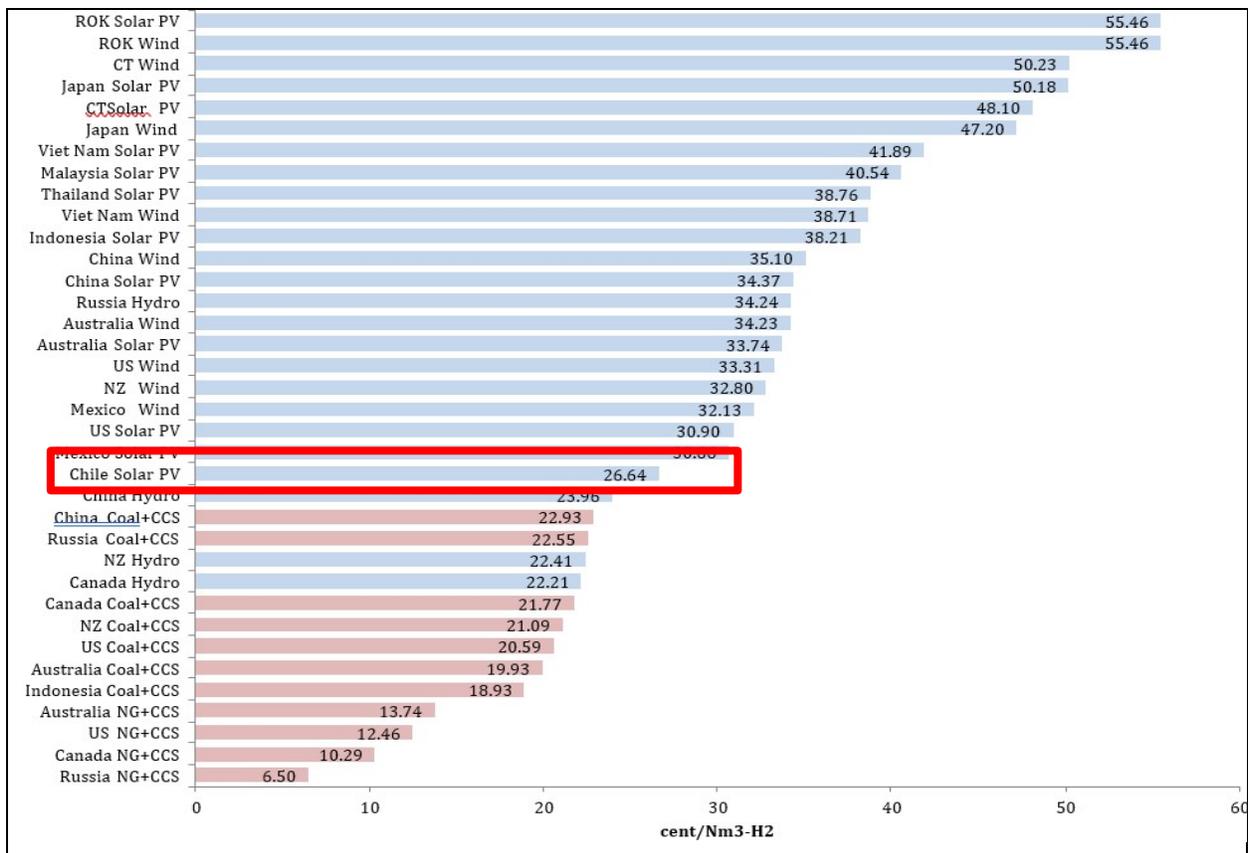


Figura N° 19. Costo de producción de H₂ libre de CO₂ en la región de la APEC.

Fuente: (APEC, 2018).

Anexo N° 3.

En la figura N° 20, el Suiso Frontier es el primer barco que contará con un estanque de almacenamiento de hidrógeno líquido aislado al vacío y doble pared, con una capacidad de almacenamiento limitada a tan sólo de 1250 metros cúbicos. El hidrógeno deberá estar comprimido a 1/800 de su volumen gaseoso y será enfriado a -253°C . Realizará la ruta entre Australia y Japón.



Figura N° 20. Suiso Frontier primer barco para transportar H_2 .

Fuente: (www.xataka.com, 2019)

Anexo N° 4.

En el marco estrategia nacional del hidrógeno verde, el Ministerio de Energía encargó un estudio con el objetivo de identificar y cuantificar el potencial eólico para el desarrollo del hidrógeno verde en la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. En base a dicha investigación se concluye que la región podría llegar a producir el 13% de Hidrógeno verde del mundo en su inmenso potencial de energía eólica, teniendo en consideración que la generación eléctrica eólica anual estimada podría superar en 7 veces la capacidad de generación eléctrica de la matriz eléctrica actual de Chile, alcanzando un potencial estimado en 126.000 MW. El estudio aplicó una metodología consistente en la superposición de datos relativos al factor de planta, con capas de información georreferenciadas que representan restricciones de carácter técnico, ambiental y territorial, para localizar áreas con condiciones favorables para el establecimiento de instalaciones eólicas. El potencial eólico se encuentra distribuido principalmente en la estepa patagónica orientada hacia el sector sureste del territorio continental y en parte importante de la Isla Grande de Tierra del Fuego. La zona concentra cerca del 41% de la capacidad eólica regional y un factor de planta promedio de 50% en un radio menor a 100 km desde la ciudad de Punta Arenas.

Actualmente hay dos proyectos eólicos en Magallanes, que suman 12,9 MW instalados eólicos:

- Cabo Negro 2,55 MW
- Vientos Patagónicos (Nuevo PE Cabo Negro) de 10,35 MW

Proyecto Haru Oni.

Considera la construcción de una planta para la producción de eCombustibles, una turbina eólica de 3,4 MW y una línea de transmisión de respaldo de 13 kV. La planta se emplazará en una superficie aproximada de 3,7 hectáreas, dentro del predio Tehuel Aike en Punta Arenas, mientras que el proyecto ocupará en total 5,7 hectáreas. Se estima que la construcción demorará once meses y su vida útil será de 25 años.

El piloto obtendrá hidrógeno verde del agua con energía eólica, y luego, mediante un proceso de síntesis con CO₂ capturado de la atmósfera, se producirá metanol. A partir de ello, se obtendrá una gasolina que se podrá utilizar en vehículos convencionales sin modificaciones, permitiendo así que el transporte sea casi carbono neutral.

Se espera producir 350 toneladas al año de metanol crudo y 130.000 litros de gasolina al año. Ambos combustibles serán almacenados en estanques y transportados en camiones hacia Puerto Mardones, a unos 35 kilómetros del proyecto para su exportación.

Además, se proyecta producir 16 toneladas anuales de gas licuado carbono neutral a partir de 2022 (HIF, 2020).

Anexo N° 5.

Flujograma con el proceso para el uso en destino final del H₂V, considerado en la elevación de este documento.

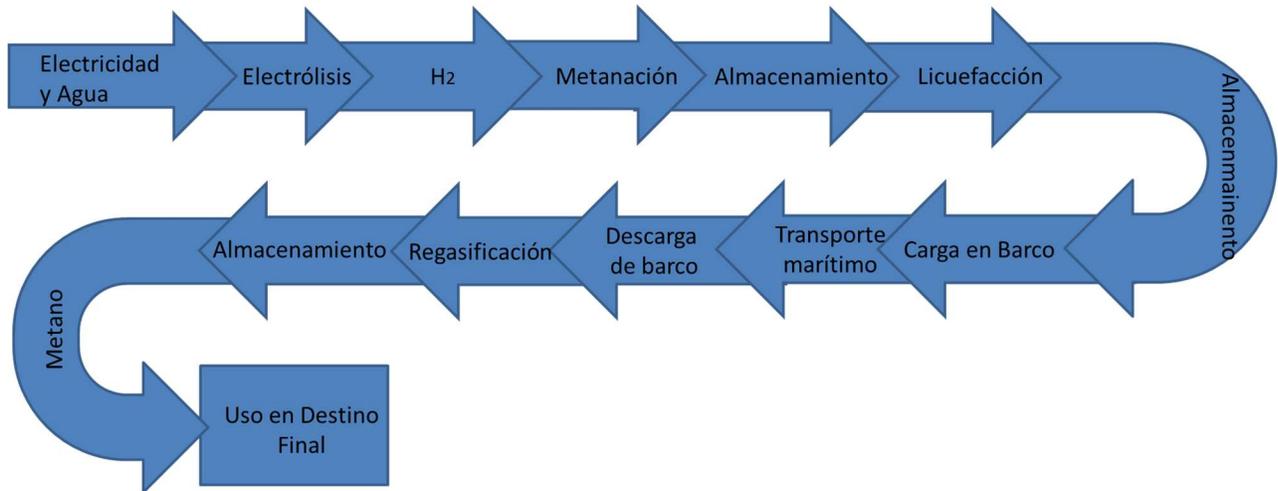


Figura N° 21. Flujograma uso en destino final del H₂V.

Fuente: Elaboración propia.