



“El aspecto financiero de la industria del hidrógeno verde en Chile”

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CONTABILIDAD

Alumno: Jorge Apablaza

Profesor Guía: Harold López

Santiago, Septiembre de 2023

Agradecimientos

A mi mujer, Yasna, quien me dio a conocer este tema para investigarlo, y que siempre ha estado a mi lado apoyándome para lo que necesite.

A mi papá, Jorge, quien me motivó a seguir cuando en algún momento perdí el impulso de seguir avanzando y me hizo dar lo mejor de mí para continuar.

A mi mamá, Juana y a mi hermana, Catalina, quienes siempre estuvieron preocupadas del avance de este trabajo y también me dieron fuerzas para concluirlo.

Resumen Ejecutivo

El hidrógeno verde se ha convertido en un tema de interés en Chile en los últimos años debido a la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde que se impulsó el año 2020, y que se ha instaurado como una política de Estado donde espera posicionar a Chile dentro de los líderes mundiales en la producción de este elemento, con esto, las expectativas están en impulsar la economía nacional a nuevos niveles y desde una perspectiva sostenible con el medio ambiente.

Dado que, a la fecha de publicación de este documento, no sabemos de otras investigaciones similares con este enfoque a nivel global; en ese sentido, este estudio es un buen punto de partida para que los lectores consideren esta arista y tomen conocimiento de algo que en base a los antecedentes que proporcionan diversos participantes del sector público y privado, es algo que potencialmente cambiará la matriz energética de Chile. Desde un punto de vista académico y profesional, se espera que entregue un valor agregado al lector y pueda complementar esta investigación una vez que las reglas atinentes a esta industria se encuentren en una etapa más madura.

A lo largo de este documento, el lector podrá introducirse en el concepto de hidrógeno verde, cuáles son sus usos y aplicaciones, conocerá de manera superficial el funcionamiento del actual mercado energético nacional, se analizará a detalle el proceso productivo del hidrógeno verde, donde posteriormente se realizarán análisis financieros y contables a cada uno de estos elementos y finalmente se podrán aplicar los conocimientos adquiridos a través de un caso de estudio, para que el usuario realice una simulación de un proyecto de producción de hidrogeno verde a un plazo determinado.

El lector podrá notar las diferencias que existen entre ambas metodologías, pero que, sin embargo, llegan a converger en términos razonables. Por el lado del análisis financiero se introducirá el concepto de LCOH y por el lado del análisis contable, se considerarán las actuales normas internacionales de contabilidad (NIC/NIIF).

Tabla de contenidos

Capítulo 1: Introducción.....	8
Capítulo 2: Conceptos generales sobre las ERNC y la integración del hidrógeno verde.....	12
2.1 ¿Qué es una ERNC y cuáles son las principales que están presentes en Chile?	12
2.2 ¿Qué es el hidrógeno y para qué se utiliza?	15
2.3 Tipos de hidrógeno.....	16
2.4 Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.....	17
Capítulo 3: El mercado energético nacional.....	20
3.1 Aspectos generales.....	20
3.2 Participantes del sistema energético chileno:	21
3.2.1 Ministerio de Energía:	22
3.2.2 Comisión Nacional de Energía (CNE):	22
3.2.3 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):	23
3.2.4 Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional:.....	23
3.2.5 Panel de Expertos de La Ley General de Servicios Eléctricos.....	23
3.2.6 Tribunal de Defensa de la Libre Competencia:	23
3.2.7 Cliente regulado:	24
3.2.8 Cliente libre:.....	24
3.3 Tipos de sistemas involucrados en el mercado energético chileno:	25
3.3.1 Sistemas de transmisión:	25
3.3.2 Sistemas de distribución:.....	25
3.3.3 Sistemas de almacenamiento:.....	25
3.4 Fundamento económico del mercado eléctrico:	26
3.5 Funcionamiento del mercado eléctrico chileno:.....	27
3.5.1 Mercado spot:.....	27
3.5.2 Mercado de contratos:	28
3.5.3 Servicios complementarios:	29
3.5.4 Ley de Facturación Neta (Netbilling):.....	29
3.6 Ejemplos del funcionamiento del mercado energético chileno:.....	29
3.7 Balance de energía, posición excedentaria y deficitaria:.....	36
Capítulo 4: Los procesos involucrados hasta la comercialización del hidrógeno verde en Chile.	37
4.1 Paso 1: Uso de energía renovable como <i>input</i>	38

4.2 Paso 2: Producción.....	39
4.3 Paso 3: Acondicionamiento.....	40
4.4 Paso 4: Almacenamiento.....	41
4.5 Paso 5: Transporte y Distribución.....	42
4.6 Paso 6: Reconversión.....	43
4.7 Paso 7: Comercialización.....	45
Capítulo 5: Análisis financiero-contable de los procesos involucrados.....	46
5.1 Introducción al concepto de <i>LCOH</i>	46
5.2 Análisis de las normas IFRS al proceso productivo del hidrógeno verde.....	48
5.2.1 Hidrógeno verde como un inventario y aspectos generales de la valorización.....	48
5.2.2 Análisis del Paso 1 – Energía renovable como <i>input</i>	51
5.2.3 Análisis del Paso 2 – Producción.....	52
5.2.4 Análisis del Paso 3 – Acondicionamiento.....	60
5.2.5 Análisis del Paso 4 – Almacenamiento.....	60
5.2.6 Análisis del Paso 5 – Transporte y distribución.....	61
5.2.7 Análisis del Paso 6 – Reconversión.....	61
5.2.8 Control del inventario de hidrógeno verde.....	62
Capítulo 6. Guía de aplicación del tratamiento contable del hidrógeno verde.....	63
6.1 Antecedentes.....	63
6.2 Desarrollo.....	66
6.2.1 Cálculo del <i>LCOH</i>	70
6.2.2 Margen de utilidad financiera por KgH ₂	71
6.2.3 Proyección de Estado de situación financiera y Estado de resultados integrales por los próximos 15 años.....	71
6.2.4 Principales desafíos del ejemplo teórico.....	78
Capítulo 7: Conclusiones y reflexiones.....	80
Glosario.....	83
Referencias.....	84

Índice de figuras

Figura 1: Elaboración propia basada en GiZ, “Las ERNC en el mercado energético chileno”, Edición 2020.....	21
Figura 2: Remuneración del Sistema Eléctrico Nacional. Elaboración de GiZ, Figura 14 “Las ERNC en el mercado energético chileno.....	26
Figura 3: Elaboración propia. Representación gráfica de los antecedentes del ejercicio.....	30
Figura 4: Elaboración propia. Representación gráfica de la evolución de los costos marginales para el ejercicio aplicado.	33
Figura 5: Elaboración propia, basado en “La cadena de valor del hidrógeno” - Almacenamiento y distribución, Misión Cavendish.....	43
Figura 6: Elaboración propia, basada en “El Manual del Hidrógeno Verde”, Alianza Hidrógeno Verde del Bío Bio.	44
Figura 7: Elaboración propia, basada en metodología de AFS Services.....	47
Figura 8: Obtenido de IRENA, Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal – Part 1, Trade Outlook for 2050 and way forward. (Figura 3.10).....	48
Figura 9: Elaboración propia, asientos contables de reconocimiento inicial de activos y pasivos para el caso de estudio.	72

Índice de tablas

Tabla 1: Elaboración propia. Representación gráfica de los antecedentes del ejercicio.	31
Tabla 2: Elaboración propia. Tabulación de resultados en relación al ejercicio.	32
Tabla 3: Elaboración propia. Tabulación de ingresos por unidad generadora en relación al ejercicio. .	34
Tabla 4: Elaboración propia. Tabulación de costos por unidad generadora en relación al ejercicio.	34
Tabla 5: Elaboración propia. Tabulación de margen comercial por unidad generadora en relación al ejercicio.	34
Tabla 6: Elaboración propia, producción de hidrógeno verde anual para el caso de estudio.	65
Tabla 7: Elaboración propia, conversión de la producción anual de hidrógeno verde a kilogramos para el caso de estudio.	67
Tabla 8: Elaboración propia, tabulación de los flujos de caja proyectados y descontados para el caso de estudio.	69
Tabla 9: Elaboración propia, tabulación de la producción anual de hidrógeno, traídos a valor presente	70
Tabla 10: Elaboración propia, tabulación de las depreciaciones anuales para los almacenadores de acuerdo al caso de estudio.	73
Tabla 11: Elaboración propia, tabulación de las depreciaciones anuales totales de acuerdo al caso de estudio.	74
Tabla 12: Elaboración propia, tabulación de los componentes del costo de ventas para el ejercicio de aplicación.	77
Tabla 13: Elaboración propia, proyección de Estado de Situación Financiera y Estado de Resultados Integrales para efectos de la guía de aplicación.	79

Capítulo 1: Introducción

Chile se ha propuesto como ambición ser un líder exportador global de hidrógeno verde y sus derivados, fijando como meta producir el hidrógeno verde más barato del planeta, dadas las privilegiadas condiciones que tiene nuestro país para el desarrollo de esta industria. Inclusive, en Junio de 2023, el Gobierno ha presentado un fondo de US\$ 1.000 millones para el desarrollo del hidrógeno verde en Chile, que comenzará a operar el segundo semestre de 2024 y que provendrá de préstamos, aportes de organismos internacionales, más recursos adicionales de Corfo. (Gobierno de Chile, 2023).

El objetivo de este trabajo es mostrar desde una perspectiva financiera, apoyada con la aplicación de las normas contables, los procesos involucrados en la generación, almacenamiento y comercialización del hidrógeno verde en el mercado eléctrico nacional. Lo anterior será complementado con una propuesta de guía de aplicación que muestre paso a paso los procesos anteriormente descritos.

La guía mencionada en el párrafo anterior será un caso de estudio con antecedentes ficticios, pero que permitirán al lector, comprender paso a paso los elementos que componen el costo de producción del hidrógeno verde tanto desde un punto de vista tanto financiero como contable, y también se proyectarán los Estados de Situación Financiera y Estado de Resultados Integrales de dicha la compañía, con el fin de obtener conclusiones al calcular las utilidades de esta empresa en dos metodologías distintas. En términos generales, ambas metodologías llevan a resultados similares, pero con tenores ampliamente diferentes, debido principalmente a la temporalidad del reconocimiento de los desembolsos de efectivo.

Antes de hablar de hidrógeno verde propiamente tal, es necesario definir el concepto de hidrógeno. Es el elemento más común y abundante del universo, sin embargo, no es posible encontrarlo por sí solo en la naturaleza, sino que se encuentra unido a otras moléculas que forman diferentes elementos. El caso más sencillo es el agua, químicamente se compone de dos moléculas de hidrógeno y una de oxígeno (el famoso H₂O).

Cuando se habla de hidrógeno, es posible darse cuenta de que la humanidad le ha dado variados usos a lo largo de la historia, desde la elaboración de alimentos (como convertir los aceites vegetales líquidos en grasas sólidas para crear margarina) o producir vidrio, metano, hasta como energía para movilizar vehículos basados en la tecnología de celdas de combustible. (Vásquez, Rodrigo; Salinas, Felipe; y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2019). La gran evolución que ha tenido la tecnología y el desarrollo industrial exponencial en los últimos 2 siglos, si bien ha dejado

grandes beneficios a la humanidad, no está exenta de costos. El gran perjudicado de toda esta expansión ha sido nuestro planeta, principalmente en temas de calentamiento global¹, escasez de recursos naturales, modificación de diversos ecosistemas, entre otros. (Organización de Naciones Unidas, 2023).

Producto de lo anterior, se comenzaron a buscar nuevas alternativas de mantener el desarrollo industrial y crecimiento, pero a un menor costo ambiental y a una reducción en la generación de carbono, principal agente que produce contaminación y que es el gran responsable de la erosión de la capa de ozono. Por algo está presente en la actualidad la popular frase “reducir la huella de carbono”.²

Históricamente, para la generación de energía eléctrica se ha abusado considerablemente del uso del carbón, puesto que ha sido más económico y de fácil manipulación. En la actualidad, con todos los problemas que existen respecto al calentamiento global, se dio el pie a desarrollar nuevas tecnologías que generen energía de una manera más limpia y sostenible con el medio ambiente.

Como una alternativa a los métodos convencionales de generación de energía, a lo largo de este documento se mostrarán los diversos métodos no convencionales de producir electricidad, con especial énfasis en el hidrógeno verde.

A nivel mundial, hay numerosos países que han realizado estudios de factibilidad considerando sus diversas ventajas competitivas y se posicionan como líderes en la producción de hidrógeno verde. Dentro de estos países destacan 6 países que se encuentran en una posición más avanzada respecto al resto. Estos 6 países son: Australia, Países Bajos, Alemania, China, Arabia Saudita y Chile (BBC, 2021).

En nuestro país, los últimos gobiernos de Chile han realizado grandes avances en términos de sostenibilidad, otorgando facilidades y condiciones aptas para fomentar la inversión en nuevos proyectos de creación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y castigando la producción de energías convencionales contaminantes a través de impuestos específicos. Lo anterior ha hecho que cada vez más empresas se animen a generar energías limpias, sobre todo tomando en cuenta las condiciones privilegiadas que tiene Chile a lo largo y ancho de su territorio para la producción de éstas (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2022). Según la información histórica, a partir del año 2013 en adelante,

¹ En este trabajo se utilizarán de forma indistinta los términos calentamiento global, cambio climático, entre otros similares para hacer referencia al mismo concepto.

² El término “huella de carbono” surge a inicios de los años 2000 a raíz de una campaña publicitaria por parte de la petrolera British Petroleum. En dicha publicidad, la especialista en el manejo de hidrocarburos promovía la idea de que el cambio climático no recaía tanto en la industria, sino que en los individuos. Lo cual fue refutado posteriormente por la comunidad científica.

se ha producido una disminución sostenida en el volumen de energía generada a través de carbón, gas natural e hidráulica, para dar paso a ERNC como la biomasa, eólica y solar. (Generadoras de Chile, 2023)

A fines del año 2020, durante el segundo gobierno de Sebastián Piñera a través del Ministerio de Energía encabezado por Juan Carlos Jobet, publicó la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (de ahora en adelante ENHV), en la cual explica cual serán los pasos a seguir en términos de políticas públicas para promover el desarrollo del hidrógeno verde en Chile por los próximos 30 años, tiempo en el cual se pretende consolidar como la principal forma de generación de energía por nuestro país con metas bastante ambiciosas, que serán mencionadas a lo largo de este documento.

Como se podrá apreciar a medida que se avance en la lectura de este trabajo, el hidrógeno verde se está potenciando actualmente como la gran revolución energética que posicionará a Chile como uno de los líderes mundiales en este rubro. Dado que esto aún está en formación y no existe vasto desarrollo del tema a nivel mundial, la importancia de este trabajo radica en introducir a los distintos usuarios de la información financiera a este barco llamado hidrógeno verde, para que puedan tener un mejor conocimiento de un tema que es bastante específico y especializado. Se espera que este documento pueda entregar las herramientas básicas para que usted se familiarice o interiorice un poco más con los conceptos de: Hidrógeno verde, electrólisis, mercado eléctrico nacional, entre otros. Así como también permitir anticipar los efectos de la industria en los Estados Financieros a través de la evaluación del proceso productivo.

Ahora bien, ya que entendemos la importancia que tendrá el hidrógeno verde en la industria energética nacional en los próximos años, una pregunta que puede surgir para los lectores interesados en introducirse en el rubro energético o incluso los que ya tengan experiencia en energías convencionales y no convencionales un poco más desarrolladas serían: ¿Cómo se debieran valorizar financieramente estos procesos relacionados con la generación, almacenamiento y comercialización del hidrógeno verde? ¿Cuál sería el método más adecuado para reconocer los ingresos y costos asociados en la contabilidad? Las respuestas a estas preguntas serán respondidas a lo largo de este documento.

En el capítulo siguiente, se dará una explicación general sobre las energías renovables no convencionales y como se integra el concepto de hidrógeno verde al nuevo abanico de fuentes de energía disponibles.

Posteriormente, en el capítulo 3 se dará una explicación lo más simplificada posible del sistema de mercado energético nacional que en la actualidad no incorpora proyectos de hidrógeno verde, ya que al momento de redacción de este documento, aún se encuentran en desarrollo, por lo que es muy probable que en un corto-mediano plazo se actualice el sistema para considerar estas nuevas fuentes de energía.

Una vez teniendo claro los conceptos básicos relacionados con las ERNC, el hidrógeno verde y cómo funciona el mercado eléctrico nacional, en el capítulo 4 se entrará de lleno en el paso a paso de los procesos involucrados en la generación, almacenamiento y la comercialización de hidrógeno verde.

En el capítulo 5 se desmenuzará en detalle todos los procesos que se mencionan en el capítulo anterior a través de un análisis de las actuales normas IFRS y finalmente en el capítulo 6, se propondrá una guía de aplicación financiera apoyada con una proyección de la contabilidad en base a los conocimientos estudiados en los capítulos anteriores a través de un caso de estudio ficticio y que sea de utilidad para los usuarios de este documento, ya sea de manera docente, o bien para desarrolladores de proyectos de hidrógeno verde en Chile. Incluso pudiendo ser adaptado a otras latitudes haciendo las debidas distinciones en aspectos regulatorios.

Considerando que este tema es bastante nuevo, esta investigación puede ser un buen punto de partida para futuros estudios, una vez que el tópico de hidrógeno verde se encuentre en una etapa más avanzada.

Considerando que este documento está redactado y preparado para lectores con formación financiera-contable, hay algunos términos que se asumirán conocidos y para los que a criterio del autor, tengan un grado de complejidad y no sean generalmente conocidos, se incluirán dentro del glosario al final de este trabajo. Por otro lado, no se profundizará demasiado respecto a temas que a juicio del autor, competan específicamente a conocimiento técnico de ingeniería. La intención es proporcionar al usuario de esta tesis una lectura simple, pero completa y que le permita conocer a niveles generales el mundo del hidrógeno verde en Chile.

Capítulo 2: Conceptos generales sobre las ERNC y la integración del hidrógeno verde.

Como se mencionó en la introducción, en este capítulo se dará una explicación de los términos generales y necesarios para comprender adecuadamente el resto de este trabajo, sobre todo a los usuarios que recién se están iniciando en el rubro de la energía y más aún en el del hidrógeno verde.³

A lo largo de este capítulo el lector podrá conocer los conceptos de ERNC, hidrógeno, los respectivos usos que se le puede dar y por qué existe una distinción al hidrógeno verde respecto al hidrógeno regular. Finalmente se presentará en términos generales en qué consiste la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.

2.1 ¿Qué es una ERNC y cuáles son las principales que están presentes en Chile?

Para hablar de una energía renovable no convencional, se descompondrá este concepto:

- Energía renovable: “La Energía Renovable es aquella cuyo proceso de transformación y aprovechamiento de energía útil no se consume ni se agota en una escala humana. Dicho proceso de aprovechamiento recae sobre los recursos inagotables de la naturaleza (Instituto Libertad, 2018)”
- No Convencional: Una de las definiciones que tiene La Real Academia Española para el término “convencional” es: “Que resulta o se establece en virtud de precedentes o de costumbre”. Por lo tanto lo “no convencional” sería lo contrario. En adición a lo anterior, el artículo 71-7 de la Ley 19940 publicada el 13 de marzo de 2004, promovida por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción del Gobierno de Chile, define a las energías no convencionales como la geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz y otras similares, ya que las convencionales son aquellas que se han utilizado precedentemente a lo largo de la historia, como es la energía termoeléctrica a gas y carbón, y la hidroeléctrica a través de molinos y represas.

El concepto de hidrógeno verde no era conocido en la época en la que dichas definiciones fueron dadas a conocer, por lo que no aparece dentro de la definición, sin embargo más adelante podrá corroborar que también cae dentro de la definición señalada previamente.

³ Si el lector desea profundizar, se recomienda el siguiente documento: “Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile”, segunda edición mayo 2019 preparado por GIZ.

A continuación se presenta una breve explicación de cada una de ellas:

En primer lugar, en términos bastantes sencillos, la energía geotérmica corresponde a aquella que se obtiene del calor de las profundidades de la tierra, principalmente a través del vapor que se produce del enfriamiento del agua caliente a alta presión de las profundidades para impulsar turbinas (Generadoras de Chile, 2023). En el año 2017 comenzó la operación de la “Central Geotérmica Cerro Pabellón”, siendo la primera en Sudamérica y la más alta de su tipo en el mundo, ya que está localizada a 4.500 metros sobre el nivel del mar. (Enel Chile, 2023)

Por otro lado, la energía proveniente de la biomasa (o bioenergía) corresponde a la que se obtiene de materia orgánica y biodegradable, puede provenir de residuos forestales, agrícolas y de actividades de ganado, la cual puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos (Generadoras de Chile, 2023). En Chile existen numerosas plantas que utilizan este tipo de energía principalmente en las regiones del Bio-Bio y La Araucanía, estas plantas son operadas por compañías como CMPC Celulosa, MASISA, AES Gener, entre otras. (Energía Estratégica, 2023)

Las dos principales ERNC que son producidas a nivel nacional son la energía eólica y la solar, las que se describen a continuación. (Generadoras de Chile, 2023).

La energía eólica es aquella que se genera producto de la fuerza del viento a través de aerogeneradores (molinos de viento) (Generadoras de Chile, 2023). Si usted ha viajado por la carretera hacia el sur del país, seguramente a la altura de Los Ángeles y más al sur, ha visto enormes molinos de viento, a esos se les conoce como “parques eólicos” y producto de la fuerza que genera el viento, mueve las aspas que hacen funcionar engranajes que generan energía eléctrica. Hacia el norte también existen diversos parques eólicos que están ubicados de manera estratégica y que eficientizan este tipo de generación de energía. Al 21 de septiembre de 2021, se anunció la construcción del “parque eólico más grande de Latinoamérica” (Gobierno de Chile, 2021), el “Parque Eólico Horizonte”, desarrollado por Colbún y que promete una capacidad instalada de 778 Mega watts. Se encuentra ubicado en la Comuna de Taltal, Región de Antofagasta.

Por otra parte, tenemos también a la energía solar, que es obtenida producto de la radiación electromagnética proveniente del sol (Generadoras de Chile, 2023), la cantidad de energía solar que incide por unidad de área y tiempo corresponde al principal criterio para seleccionar el lugar de ubicación de una planta solar. La zona norte de Chile posee la mayor incidencia solar del mundo, principalmente en el desierto de Atacama y zonas próximas. La forma más recurrente que se ha adoptado en Chile para

producir este tipo de energía corresponde a sistemas fotovoltaicos, es decir, a través de paneles que captan la energía luminosa del sol para transformarla en energía eléctrica. Respecto a este tipo de energía se destaca Cerro Dominador, la primera planta termo solar de América Latina que entró en fase de operación en agosto 2021. (Grupo Cerro, 2023)

A pesar del desarrollo de las energías renovables no convencionales a nivel nacional, la generación eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional a mayo 2023 de energía convencional (hidráulica y combustibles fósiles como el carbón y el gas) es de aproximadamente el 65 % del total y sólo un 35% aproximado corresponde a no convencionales. De éstas últimas, las dos principales son la solar y eólica. (Comisión Nacional de Energía, 2023) . Los desafíos que se ha propuesto la autoridad chilena de acuerdo a la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (Gobierno de Chile, 2020) en términos de política energética para el año 2035 en términos de ERNC, desarrollo ambiental y de comunidades son los siguientes:

- Todos los proyectos energéticos desarrollados en el país cuenten con mecanismos de asociatividad comunidad/empresa, que contribuyan al desarrollo local y un mejor desempeño del proyecto.
- Que Chile se encuentre entre los 5 países OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico a nivel residencial e industrial.
- Que al menos el 60% de la generación eléctrica nacional provenga de energías renovables.
- Que al año 2030, el país reduzca al menos un 30% de la intensidad de sus emisiones de efecto invernadero, respecto al año 2007.
- Que el 100% de los grandes consumidores de energía industriales, mineros y del sector transporte deberán hacer un uso eficiente de la energía, con activos sistemas de gestión de energía e implementación activa de mejoras de eficiencia energética.
- Que al año 2035 todas las comunas cuenten con regulación que declare a la biomasa forestal como combustible sólido.
- Que el 100% de los vehículos nuevos licitados para transporte público de pasajeros incluyan criterios de eficiencia energética entre las variables a evaluar.

Por otra parte, para el año 2050 las principales metas son aún más ambiciosas, destacando por ejemplo que: Al menos el 70% de la generación eléctrica nacional debe provenir de energías renovables y que la cultura energética esté instalada en todos los niveles de la sociedad, incluyendo productores, comercializadores, consumidores y usuarios. (Gobierno de Chile, 2017)

Como habrá podido apreciar, nuestro país se ha tomado bastante en serio el uso eficiente de energías y la agresiva introducción de ERNC en la matriz energética nacional, por lo que es de suma importancia conocer y entender cómo funcionan ya que es el presente y el futuro.

2.2 ¿Qué es el hidrógeno y para qué se utiliza?

Hasta ahora se ha hablado de las ERNC a nivel general, pero aún nada respecto al hidrógeno y aún menos, por qué le llamamos “hidrógeno verde”. Sin embargo, para poder llegar a ese tema, primero es necesario mencionar qué es el hidrógeno, cuáles son sus propiedades y los diversos usos que se le da actualmente.

Numerosos estudios han señalado que el hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, es un gas incoloro, inodoro, insípido e inflamable. Pero no se encuentra en su estado puro en la naturaleza. (GiZ, 2019, pág. 2) Por lo tanto, este debe ser producido a través de variados procesos, los cuales se pueden clasificar en:

- Termoquímicos: En este proceso se usa el calor y reacciones químicas para obtener el hidrógeno de combustibles convencionales o biomasa, por ejemplo, a partir del metano.
- Electrolíticos: En este caso, las partículas de agua (H₂O) se dividen en hidrógeno y oxígeno usando electricidad.
- Biológicos: Existen microorganismos, tales como bacterias y algas que pueden generar hidrógeno por medio de procesos biológicos propios.

Una vez extraídas las moléculas de hidrógeno como tal, existe un abanico impresionante de aplicaciones que tiene este elemento, dentro de las cuales se encuentra la refinación de metales, producción de amoníaco, fabricación de vidrio y para lo que estamos enfocando esta investigación: la generación y almacenamiento de energía eléctrica.

Durante los últimos diez años, el interés por tecnologías que utilicen hidrógeno para la movilidad ha aumentado considerablemente, por ejemplo: hoy en día existen automóviles, buses y hasta trenes que utilizan este elemento como fuente de energía. Un ejemplo de esto es el tren Coradia iLint, fabricado por la compañía francesa Alstom en el año 2018, es el primer tren de pasajeros del mundo que funciona con una pila de combustible de hidrógeno, que genera energía eléctrica para la propulsión. (Alstom, 2021)

2.3 Tipos de hidrógeno

Como se mencionó en los párrafos anteriores, para obtener el hidrógeno como tal, es necesario que pase por una serie de procesos, ya sea termoquímicos, electrolíticos o biológicos y antes de continuar, hacer una aclaración que el hidrógeno es solo, pero que se categoriza por colores dependiendo de qué tan contaminante fue el procedimiento que se utilizó para ser descompuesto.

En primer lugar, tenemos el hidrógeno gris, que se extrae de combustibles fósiles como el carbón, petróleo o gas. Por otro lado, tenemos el hidrógeno azul, que se le denomina como tal cuando es producido con bajas emisiones de carbono. Básicamente se utilizan los mismos procedimientos para obtener el hidrógeno gris, solo que adicionalmente se utilizan tecnologías de captura o aprovechamiento de las emisiones de carbono (Ministerio de Energía de Chile, 2022). Por lo tanto, el hidrógeno gris y el azul producen emisiones de carbono producto de los procesos a los que fueron sometidos para ser “separados” de otros elementos. No se profundizará en detalle respecto a la ecuación química que se realizó para obtener estos tipos de hidrógeno, pero el mensaje es que ambos son contaminantes y han impactado de manera significativa al medio ambiente, contribuyendo al calentamiento global que actualmente afecta al mundo entero.

Producto de lo anterior, la humanidad ha estado en constante búsqueda de encontrar nuevas alternativas de energía y que además tengan un impacto mínimo (o cero) en términos de emisiones de carbono, y sobre esto apareció el concepto de “hidrógeno verde”.

El hidrógeno verde no es más que aquél que se obtiene utilizando como *input* las energías renovables. Anteriormente se mencionó dentro de los procesos sobre el cual se puede obtener hidrógeno, al electrolítico, donde son separadas de las partículas de agua, las moléculas de hidrógeno y oxígeno usando electricidad. Sí, se utiliza electricidad para generar electricidad.

Puede sonar un poco descabellado a primera vista, pero se tratará de abordar esta materia de la forma más sencilla y clara posible, ya que esto es parte fundamental de la investigación y no es posible poder analizar el aspecto financiero sin tener claro el funcionamiento de los procesos involucrados.

Probablemente a usted cuando estuvo en el colegio en la enseñanza básica le explicaron el concepto de “electrólisis” y le hicieron hacer un experimento en el cual tuvo que unir una batería a dos cables (cátodos) e inyectarlos a un frasco con agua y se generaban burbujas que iban a dos tubos de ensayo diferentes. Si no le suena, se explica a continuación: Básicamente, con un impulso de energía, es posible separar las moléculas de hidrógeno y oxígeno y almacenarlas en distintos recipientes. En los

experimentos del colegio se utiliza una batería o pila alcalina como la que utiliza para el control remoto o el reloj de su pieza, pero eso no suena nada de amigable con el medio ambiente. Por lo tanto, para suplantar este *input*, se pensó en utilizar energías renovables como la eólica o la solar para que sirvan de fuente y separar el agua en hidrógeno y oxígeno. Considerando que la producción de hidrógeno verde está pensada para generar energía a gran escala, existen máquinas electrolizadoras que realizan el proceso de separar las moléculas y a su vez, hay recipientes especiales llamados almacenadores, que como su nombre bien dice, almacenan las partículas de hidrógeno y oxígeno una vez son separados. En el capítulo 4 de este trabajo, se hablará en detalle sobre los procesos necesarios para la obtención y almacenamiento del hidrógeno verde.

2.4 Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde

Uno de los principales motivadores para el desarrollo de esta investigación fue la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (ENHV), la cual fue publicada por el Ministerio de Energía el año 2020 y que dentro de sus enunciados, habla precisamente de “las condiciones privilegiadas que tiene Chile para generar, almacenar y posteriormente exportar la energía producida por el hidrógeno verde”. En los siguientes párrafos se profundizará un poco más respecto a este tema.

Hasta ahora se ha mencionado acerca de la importancia del hidrógeno verde y cuál es el potencial beneficio que podría tener para la economía nacional, tanto en términos de eficiencia energética al producir electricidad más económica, como de impacto medioambiental, donde los países desarrollados cada vez están más interesados en adquirir bienes y servicios que produzcan la menor huella de carbono posible, y en ese sentido, la ENHV en sus 33 páginas, explica en detalle cuáles serían los pasos en términos de políticas públicas que permitirán al país alcanzar las ambiciosas metas que se ha propuesto y convertir a Chile en la vanguardia de energías limpias y económicas a nivel mundial.

La ENHV explicita que los *inputs* necesarios para producir el hidrógeno verde son justamente las ERNC a través del proceso de electrólisis. Es por esto por lo que esta investigación va enfocada en ese aspecto en particular, descartando otros tipos de generación de hidrógeno. Lo anterior tomando en consideración que los aspectos que fundamentan el potencial energético y las ventajas competitivas de Chile para el desarrollo del hidrógeno verde es que, en el norte de nuestro país se encuentra la radiación solar más alta del planeta y los vientos del extremo austral soplan con la misma energía en tierra que mar adentro, de hecho como referencia, turbinas eólicas de 120 metros de altura pueden alcanzar factores de planta sobre 60% en tierra, equivalente a turbinas en mar adentro en otros países. (Ministerio de Energía de Chile, 2020)

Hay reportes que indican que la calidad de los recursos y las zonas estratégicas de producción anteriormente mencionadas le permitirían producir el hidrógeno verde más barato del mundo al 2030 (McKinsey&Company, 2020). De hecho, el mismo documento señala también que para el año 2050, Chile podría proveer una fracción significativa del hidrógeno verde del mundo, alrededor del 50% del mercado de Japón y Corea del Sur, y el 20% del mercado chino.

Por lo tanto, considerando estos factores que son fuentes de energía abundantes, es completamente factible realizar tantos procesos de electrólisis sean necesarios para convertir agua en hidrógeno y oxígeno.

Desde un punto de vista económico, financiero y contable, esto definitivamente supone una oportunidad ya que según la ENHV, “el hidrógeno habilitará una nueva economía chilena de exportación basada en energéticos limpios y productos con baja huella de carbono”, además de consolidarse como motor de desarrollo local, actuando en la industria minera, industrial, transporte y residencial.

Por otra parte, desde un punto de vista de políticas públicas, con la transición del poder al gobierno del Presidente Gabriel Boric, esta agenda se ha mantenido firme, demostrando que esto será una política de estado y no de gobierno de turno, lo cual genera estabilidad a quienes se dediquen a desarrollar proyectos de esta índole. Sin perjuicio de que al momento de publicación de esta investigación, aun existen incertidumbres respecto a los detalles regulatorios, comerciales y tributarios a considerar en esta industria. Se han desarrollado mesas de trabajo entre los actores públicos y privados para obtener resultados concretos en términos de legislación. (Ministerio de Energía de Chile, 2022).

Corfo adjudicó propuestas de Hidrógeno Verde a 6 grandes empresas del mercado nacional, que son las llamadas a liderar el desarrollo de las nuevas tecnologías hacia el futuro, para los cuales ya existen objetivos determinados y rutas de vía claras (Generadoras de Chile, 2021). Estos 6 proyectos son los siguientes:

- “Proyecto Faro del Sur”, presentado por Enel Green Power Chile, producirá 25.000 toneladas de HV por año en la Región de Magallanes. EL HV se espera vender a HIF Chile. Empresa que producirá “emetanol” y “egasolina”⁴ para su exportación a Europa.
- “HyPro Aconcagua”, postulada por la empresa Linde, es un proyecto que espera reemplazar una parte de la actual producción de hidrógeno gris que tienen instalada en la refinería de petróleo Aconcagua, ubicada en la región de Valparaíso.

⁴ Similares a “metanol” y “gasolina”, solo que por la forma en la cual son producidos, son considerablemente bajas en contaminantes una vez que entran a un proceso de combustión.

- “HyEx – Producción Hidrógeno Verde”, liderado por Engie, que busca generar una planta para la generación de 3.200 toneladas de HV por año en la Región de Antofagasta. Este hidrógeno verde será suministrado a Enaex para la producción de amoníaco verde.
- “Antofagasta Mining Energy Renewable (AMER)”, a cargo de Air Liquide, quienes esperan producir 60.000 toneladas por año de e-metanol a partir de energía renovable, hidrógeno verde y CO₂ capturado desde una fuente fija. Con una potencia de electrolizadores de 80 MW, se instalará en la Región de Antofagasta.
- “Hidrógeno Verde Bahía Quintero”, liderado por GNL Quintero en la Región de Valparaíso. El proyecto contará con una capacidad instalada de electrolización de 10 MWm con la que se espera producir al año 430 toneladas de hidrógeno verde.
- “H₂V CAP”, desarrollado por CAP en la Región del Biobío, busca implementar una planta de hidrógeno verde con el fin de producir 1.550 toneladas de hidrógeno verde al año.

Las iniciativas seleccionadas deberán entrar en funcionamiento, a más tardar, en diciembre de 2025 y, para su desarrollo, recibirán un aporte total de US\$50 millones, una vez se cumplan con las condiciones indicadas en las bases. Según las características y evaluación de cada proyecto, los montos asignados son: “Proyecto Faro del Sur” recibirá US\$16.896.848; a “HyPro Aconcagua”, por su parte, se le otorgará US\$2.424.629; “HyEx – Producción Hidrógeno Verde” obtendrá US\$9.533.668; AMER recibirá US\$11.786.582; a “Hidrógeno Verde Bahía Quintero” se le otorgará US\$5.727.099; y, por último, “H₂V CAP” obtendrá los US\$3.631.174 restantes.

Por lo tanto, con todas estas señales, el futuro del hidrógeno verde en Chile se ve prometedor. Como indica la ENHV textualmente, “La descarbonización y la competitividad de Chile en energías renovables le abre las puertas para crear un sector económico que podría equiparar en tamaño a la industria minera nacional”.

Dicho todo lo anterior, el siguiente paso para comprender el aspecto financiero del hidrógeno verde, es conocer y entender en términos generales el funcionamiento del mercado energético chileno, el cual se explicará en el siguiente capítulo de esta investigación.

Capítulo 3: El mercado energético nacional.

Avanzando en la lectura, el usuario notará que la energía que utilizarán las máquinas electrolizadoras puede provenir de tres fuentes distintas:

- Construcción de una planta propia que produzca energías renovables.
- Contrato privado con una planta que produzca energías renovables.
- Comprar la energía renovable al mercado.

Si bien el sistema actualmente no hace distinción entre energías renovables y no renovables, ya que ambas conviven dentro del mismo, este capítulo aborda sobre el mercado eléctrico chileno a modo de introducción, principalmente para los usuarios que no tienen experiencia ni conocimiento especializado sobre el tema.

3.1 Aspectos generales

En la industria eléctrica nacional participan empresas privadas tanto en el sector de generación como de transmisión y distribución.

Un sistema eléctrico es el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución. Interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica (GiZ, Ministerio de Energía de Chile, 2021). Los principales sistemas eléctricos chilenos son los siguientes:

- Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Es el que abastece la zona norte y centro del país, desde Arica por el norte hasta la localidad de Quellón por el Sur. Constituye el 99,31% de la capacidad total instalada del país.
- Sistema Eléctrico de Aysén (SEA): En la práctica corresponde a cinco subsistemas medianos ubicados en la zona sur del país: Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén. Su capacidad conjunta corresponde a sólo 0,26% de la capacidad instalada nacional.
- Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM): Corresponde a cuatro subsistemas medianos; Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, que abastecen a las ciudades del mismo nombre. Se localiza en el extremo más austral del país. Su capacidad instalada conjunta corresponde al 0,43% de la capacidad instalada total.

La oferta de generación, expresada en términos de capacidad instalada está dada fundamentalmente por las inversiones que realizan los agentes y empresas privadas. Las ERNC han ido aumentando considerablemente su capacidad instalada en los últimos 10 años y se espera que siga incrementándose, conforme a los objetivos planteados en la ENHV que se mencionó en el capítulo anterior.

La demanda de energía, es decir los consumidores, se encuentran divididos en dos segmentos principales, los clientes regulados y clientes libres. Esta separación se encuentra especificada en la Ley General de Servicios Eléctricos en Chile (DFL N°4 de 1982).

3.2 Participantes del sistema energético chileno:

A continuación se presentarán los principales participantes que se ven involucrados en la regulación y coordinación del sistema energético chileno.

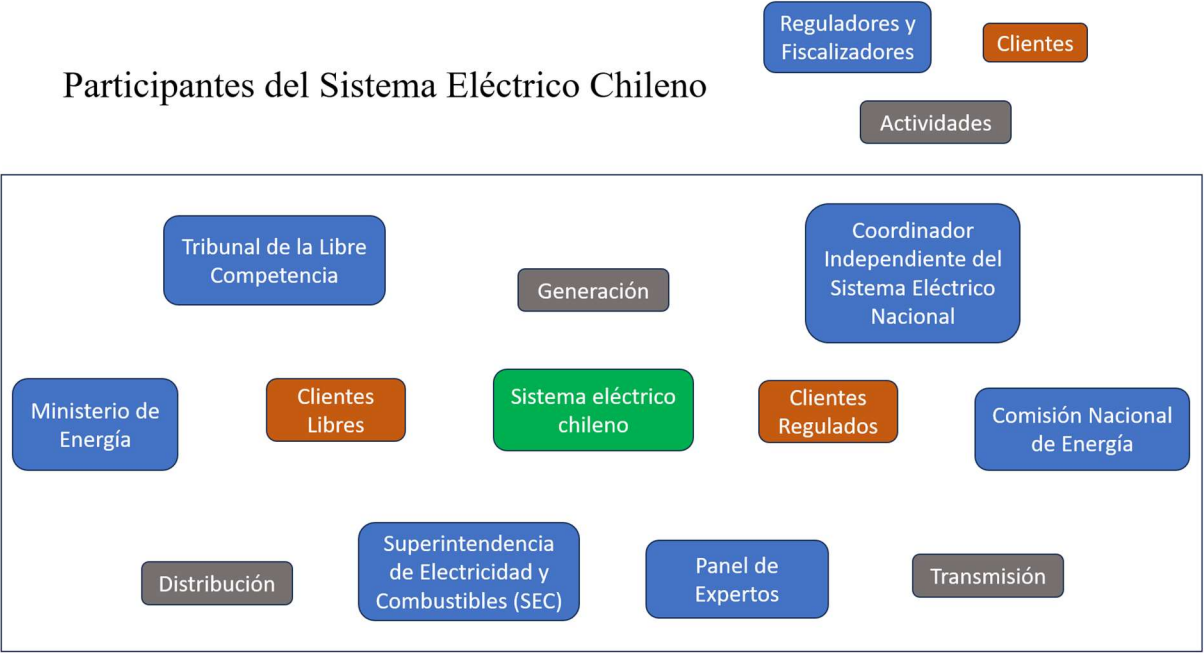


Figura 1: Elaboración propia basada en GiZ, “Las ERNC en el mercado energético chileno”, Edición 2020.

3.2.1 Ministerio de Energía:

El Ministerio de Energía es el órgano superior de gobierno y administración del sector energía.

Su misión es la elaboración y coordinación de distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético en Chile, impulsando energías limpias y renovables, asegurándonos que quienes habitan el país puedan acceder a la energía de forma segura y a precio justo. (Gobierno de Chile, 2023)

3.2.2 Comisión Nacional de Energía (CNE):

La Comisión Nacional de Energía es una persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada, con patrimonio propio, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía. Es el organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las empresas del sector energético y buscando la opción mas favorable en términos económicos. Las funciones de este organismo son los siguientes:

- Analizar la estructura de manera técnica, los precios y tarifas de bienes y servicios del sector energético en relación a la legislación vigente.
- Fijar las normas técnicas y de calidad necesarios para la operación y el funcionamiento del sector energético y sus instalaciones.
- Supervisar y proyectar el correcto funcionamiento del sistema y proponer al Ministerio de Energía las mejoras reglamentarias que se requieran, dentro de su competencia.
- Asesorar al Gobierno, en las materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.

Adicionalmente, la CNE realiza una planificación de inversiones en generación y transmisión, elabora los reglamentos y normas técnicas, realizar el cálculo de tarifas a clientes regulados. (Comisión Nacional de Energía, 2023)

3.2.3 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles es un organismo vinculado al Ministerio de Energía. Su misión es vigilar que los ciudadanos tengan bienes y servicios seguros y de calidad en los sistemas de electricidad y combustibles. Es responsabilidad de la SEC fiscalizar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas respectivas, además de otorgar las concesiones de gas y eléctricas , además de gravar sanciones. (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2023)

3.2.4 Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional:

El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, de ahora en adelante el “Coordinador” es un organismo técnico e independiente encargado de la coordinación operativa de las instalaciones del SEN que operan entre sí. El Coordinador es una corporación autónoma de derecho público, no forma parte de la Administración del Estado, sin embargo debe cumplir con estrictos lineamientos sobre transparencia, debiendo mantener a disposición pública gran parte de su información corporativa, como su estructura orgánica, estados financieros, composición de su consejo directivo, remuneración percibida por cada integrante de su Consejo Directivo, entre otros. (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023) Sus funciones principales son:

- Garantizar el acceso a todos los sistemas de transmisión, de acuerdo a las leyes vigentes.
- Resguardar el servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica del sistema eléctrico.
- Requerir a los Coordinados la entrega y actualización de toda la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones, dicha información es sujeta a auditoría por parte el mismo Coordinador.

3.2.5 Panel de Expertos de La Ley General de Servicios Eléctricos

Está integrado por profesionales expertos. Su función es pronunciarse sobre discrepancias y conflictos que se generen en el que las empresas eléctricas, de servicios de gas y otras entidades sometan a su conocimiento. (Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos , 2023)

3.2.6 Tribunal de Defensa de la Libre Competencia:

Si bien este tribunal no se vincula solamente con el sector eléctrico, es muy importante en él pues una de las motivaciones de la normativa del sector eléctrico es precisamente fomentar la competencia.

Su función es lidiar con asuntos relacionados que atenten a la libre competencia en los distintos mercados nacionales, entre los cuales se encuentra el mercado eléctrico. (Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, 2023)

3.2.7 Cliente regulado:

El segmento de clientes regulados se conforma por consumidores de una potencia conectada igual o inferior a 5MW (mega watts), incluyendo en algunos casos aquellos de potencia entre 500 kW (kilo watts), y 5MW, y que se ubican dentro de un área de concesión de una distribuidora. (Comisión Nacional de Energía, 2023)

Aquí, las ventas de las generadoras están dirigidas a las empresas distribuidoras, las cuales participan en un proceso de licitaciones reguladas en la que pueden adjudicarse y adquirir energía, cuyos precios resultantes se denominan “precio nudo de largo plazo”, dado que el objetivo de éstas es adjudicar bloques de energía por plazos prolongados, generalmente a partir de 15 años. Lo anterior tiene sentido, dado que otorga certeza a los inversionistas.

Sin perjuicio de lo anterior, producto de ciertos factores, se decidió perfeccionar este sistema, permitiendo realizar ofertas de suministro por un número limitado de horas del día. Considerando que las ERNC actuales no permiten generar electricidad continua bajo ciertas condiciones (por ejemplo la energía solar no es posible obtenerla de manera eficiente durante la noche), este cambio en la regulación del mercado permitió a las ERNC variables competir en los horarios que más producen, esto permitió ampliar la oferta e impulsar los precios a la baja, lo que las convierte en una alternativa competitiva y económica de suministro. (GiZ, Ministerio de Energía de Chile, 2021)

3.2.8 Cliente libre:

Este término se refiere a los clientes finales con instalaciones de gran potencia (por ejemplo una gran minera). Estos grandes clientes pactan los precios y condiciones con sus proveedores en condiciones de libertad y que sean convenientes para ambas partes.

Este segmento se compone de todos los consumidores cuya potencia conectada es superior a 5 MW. Además, de manera opcional, los clientes cuya potencia conectada es superior a 500 kW pueden elegir ser un cliente libre, para ello deben permanecer al menos cuatro años en esta categoría. Estos clientes no están sujetos a regulación de precios y condiciones. (GiZ, Ministerio de Energía de Chile, 2021)

3.3 Tipos de sistemas involucrados en el mercado energético chileno:

A continuación se presentarán los diversos sistemas que participan dentro del mercado energético chileno:

3.3.1 Sistemas de transmisión:

Los sistemas de transmisión se conforman por instalaciones que transportan energía eléctrica, estas corresponden a transformadores, control, equipos de protección, maniobras (ubicadas en subestaciones) y líneas eléctricas.

En Chile, el sistema de transmisión se divide en cuatro segmentos, los cuales son: Transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo y dedicada. (GiZ, Ministerio de Energía de Chile, 2021)

3.3.2 Sistemas de distribución:

Estos se componen por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar distribuir la electricidad hacia los consumidores finales. Se encuentran localizados en zonas geográficas definidas de manera explícita y limitada. Las empresas de distribución funcionan bajo un sistema concesionario de servicio público de distribución, con obligación de entregar el servicio y con tarifas definidas para el suministro a clientes regulados. (GiZ, Ministerio de Energía de Chile, 2021)

3.3.3 Sistemas de almacenamiento:

Corresponden al equipamiento capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico y transformarla en otro tipo de energía, almacenándola con el objetivo de inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, disponibilidad y eficiencia del sistema.

En general, el almacenamiento se categoriza por el tipo de energía que almacenan, los cuales pueden ser: electroquímica, mecánica, eléctrica y térmica. (GiZ, Ministerio de Energía de Chile, 2021) Las baterías de hidrógeno verde se podrían encontrar dentro de la primera categoría

Ahora que ya se presentaron a los principales participantes del mercado eléctrico chileno, se procederá a explicar su funcionamiento.

3.4 Fundamento económico del mercado eléctrico:

El mercado de electricidad en Chile se ha diseñado en términos que la inversión y la la realicen operadores privados, promoviendo la eficiencia económica. Es así como en el mercado de electricidad las actividades de generación, transmisión y distribución se encuentran separadas y cada una de ellas tiene un tratamiento regulatorio diferente. La transmisión y distribución están regulados y tienen obligatoriedad de servicio y precios fijados. En la generación se ha establecido un sistema competitivo basado en tarifas a costo marginal, la cual se funda en los principios del “Peak Load Pricing”. Es decir, los consumidores pagan un precio por energía y un precio por potencia asociado a las horas de mayor demanda del sistema.

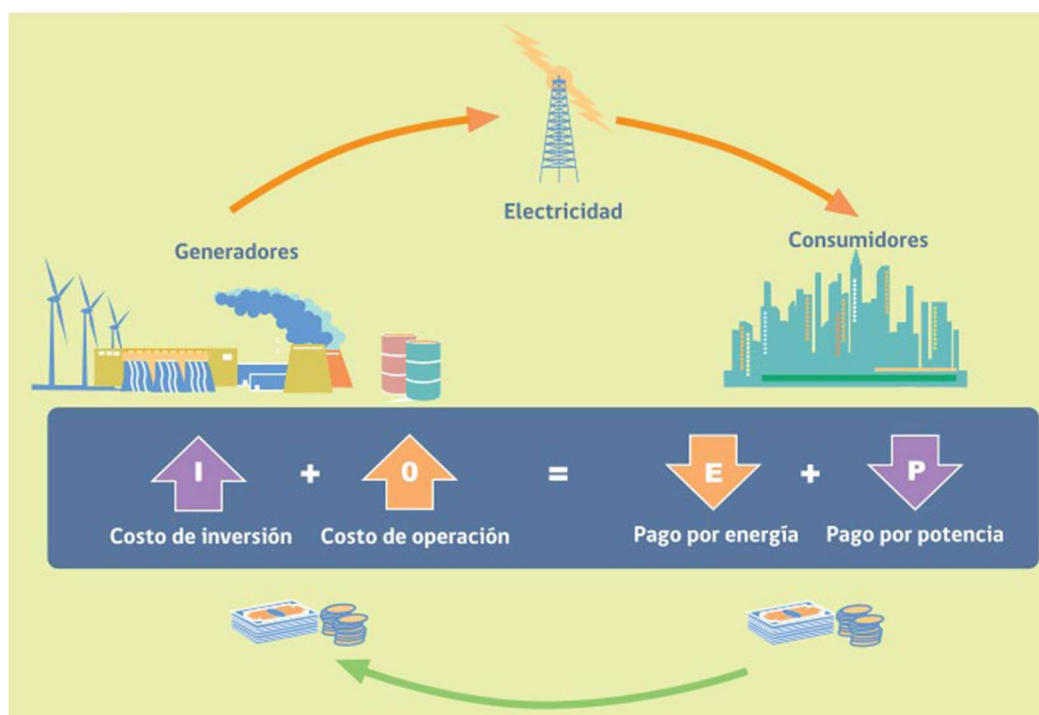


Figura 2: Remuneración del Sistema Eléctrico Nacional. Elaboración de GiZ, Figura 14 “Las ERNC en el mercado energético chileno.

El sistema de “Peak Load Pricing”, teóricamente asegura que, cuando la generación está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal de la energía (E), más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta (P), cubran exactamente los costos de inversión (I) más los costos de operación (O) de los productores considerados en su conjunto.

3.5 Funcionamiento del mercado eléctrico chileno:

Éste se caracteriza por la existencia de un mercado spot, en el cual el precio de la energía eléctrica corresponde al costo marginal de corto plazo, que resulta del equilibrio entre oferta y demanda. En nuestro país, el SEN es operado por el Coordinador.

La información recibida por el Coordinador para determinar la entrada de plantas de energía para generación de electricidad se basa en la declaración de costos de operación de éstas, los cuales pueden ser auditadas.

En el mercado mayorista de electricidad nacional, las empresas generadoras transan energía y potencia entre sí, y dependen de la suscripción de contratos de suministro que cada una haya tenido, debido a que la demanda real de sus clientes se asignará como retiro de energía.

Cada hora se determinará cuanto transar en base a la diferencia entre la energía inyectada al sistema eléctrico con valor al costo marginal (CMg) de donde se inyectó, y los retiros de energía asignados a la empresa generadora que se valoran al costo marginal desde donde se retiró.

En base a lo anterior, el coordinador determinará las transferencias de energía, de manera tal que las empresas que resulten con saldos negativos en un período (empresas deficitarias), deberán pagar a aquellas empresas con saldos positivos en el mismo período (empresas excedentarias). La posición excedentaria o deficitaria de potencia de una generadora dependerá de los contratos de suministro que ésta posea.

De forma similar ocurre el balance de transferencias de potencia entre generadoras. Las transferencias físicas y monetarias (ventas y compras) son determinadas por el coordinador, y son valorizadas al precio de nudo de corto plazo de la potencia de la barra de inyección o retiro correspondiente.

Dentro del sistema energético chileno se desprenden dos tipos de mercados, el spot y el de contratos, a continuación se presenta una descripción de estos.

3.5.1 Mercado spot:

El mercado mayorista spot (horario) es exclusivo a los generadores, pero el Coordinador los administra bajo una modalidad ISO (Independent System Operator), en ella, los generadores se encuentran obligados a participar y deben presentar sus declaraciones de costos variables basadas en sus costos reales de generación, las cuales como se mencionó anteriormente, pueden ser sujetas a auditoría. Las

generadoras se tratan con el mercado spot por medio de compra y venta de energía y potencia, al costo marginal de la energía (CMg) y precio de la potencia, respectivamente.

A su vez, las generadoras tienen contratos con los clientes libres a precios pactados fuera de regulación y con las distribuidoras a un precio producto de licitaciones de suministro regulado para los contratos a un precio nudo determinado por la autoridad. El precio nudo (PN) de la potencia se determina de manera semestral por la autoridad como el costo más económico para suministrar energía en horas de mayor demanda.

Adicionalmente, las distribuidoras venden su energía a clientes regulados considerando tarifas reguladas para clientes finales.

A cada generadora, dependiendo de sus características de generación, su tasa de fallas forzadas, salidas de operación programadas y su contribución conjunta en el sistema, se atribuye una potencia denominada potencia de suficiencia, la cual percibe una remuneración por que se le conoce como venta por potencia. (GiZ, Ministerio de Energía de Chile, 2021)

3.5.2 Mercado de contratos:

Este mercado hace referencia a contratos pactados libremente y presenta las siguientes características: (GiZ, Ministerio de Energía de Chile, 2021)

- Las generadoras pueden hacer contratos con clientes libres y distribuidoras.
- Los contratos con distribuidoras pueden ser para abastecer tanto clientes regulados como clientes libres.
- Hay confidencialidad, sin embargo las especificaciones sobre el punto de suministro y las cantidades transadas, deben ser informadas al Coordinador para su debida administración. Sin embargo, la CNE y el Ministerio de energía tienen la facultad de solicitar información de estos contratos para efectos de monitoreo.
- Se establece una obligatoriedad tanto de suministrar como de comprar a un precio predeterminado. Existe un compromiso entre las partes.
- La venta a distribuidores para clientes regulados deben considerar el precio proveniente de las licitaciones públicas reguladas.
- La venta de potencia se proviene del estudio de precio de nudo calculado de manera semestral por la CNE en los meses de abril y octubre.

Por lo general, a este tipo de contratos se les conoce como PPA (Power Purchase Agreement).

3.5.3 Servicios complementarios:

Los servicios complementarios (SS.CC) permiten mantener la seguridad del servicio en el sistema y garantizan la operación más económica para el conjunto de instalaciones del SEN. A través de estos servicios se considera y valoriza en términos económicos, la seguridad que aportan las instalaciones al sistema.

La CNE se encarga de definir los servicios complementarios y sus categorías, esto derivado de un informe del Coordinador. Los SS.CC se componen principalmente por: el control de frecuencia, el de tensión, el de contingencia y la recuperación del servicio. (GiZ, Ministerio de Energía de Chile, 2021) Para efectos de esta investigación, no se ahondará más en este concepto.

3.5.4 Ley de Facturación Neta (Netbilling):

El sistema permite la inyección y venta de excedentes de energía a los clientes finales sujetos a regulación, el pago por las inyecciones de energía se basa en un sistema de facturación neta, en el cual un excedente de energía inyectada a la red y la energía consumida desde la red se miden, valorizándose por separado, posteriormente se restan ambos montos y con esto se determina el monto neto a facturar.

La energía excedentaria inyectada se valoriza al precio nudo de energía que las distribuidoras entregan a sus clientes regulados, más un ítem asociado a las pérdidas de la distribuidora por dichas inyecciones. Este monto se descuenta posteriormente de la facturación referente al mes en el cual se realizan dichas inyecciones. (GiZ, Ministerio de Energía de Chile, 2021).

3.6 Ejemplos del funcionamiento del mercado energético chileno:

A continuación se presenta un ejemplo de cómo funciona todo lo indicado anteriormente en términos más simplificados.

- Se asume que solo existen cuatro plantas generadoras de energía, que llamaremos G1, G2, G3 y G4. Cada una de ellas utiliza los siguientes componentes primarios para generar electricidad: solar, carbón, eólica y diésel (en ese orden).
- G1 y G2 se encuentran conectadas a una barra de transmisión que llamaremos B1, G3 y G4 se encuentran conectadas a las barras B2 y B3 respectivamente.
- La capacidad en megawatts de cada una de las plantas generadoras de energía es la siguiente:

- G1: 120 MW, G2: 150 MW, G3: 25MW y G4: 80 MW.
- Las plantas generadoras G1 y G3 pertenecen a la empresa A, la planta G2 pertenece a la empresa B y la planta G4 pertenece a la empresa C.
- El costo operacional (USD/MWh) para la planta de energía solar es 0, para la planta a través de carbón es de 40, para la planta eólica es de 5 y para la de diésel es 120
- Por el lado de la demanda energética tenemos a los clientes D1, D2 y D3, los cuales realizan retiros de las barras de transmisión B1, B2 y B3 respectivamente.
- Las cantidades de energía demanda del cliente D1 es de 20 MW, cliente D2: 70 MW y cliente D3: 50 MW. Por lo tanto el total de energía demandada es 140 MW.

Se pide: Determinar el ingreso, costo operacional y margen comercial de la empresa A, B y C.

Desarrollo:

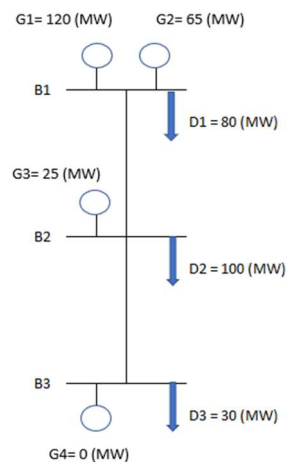


Figura 3: Elaboración propia. Representación gráfica de los antecedentes del ejercicio.

La figura anterior grafica los antecedentes que se especificaron en el enunciado del ejercicio.

De acuerdo con la metodología “Peak Load Pricing”, se debe asegurar que los costos de inversión, más los costos de operación sean iguales a los pagos de energía más los pagos por potencia. El Coordinador solicita la activación de tantas plantas generadoras sean necesarias para abastecer la demanda de energía a nivel nacional. Como recordará, uno de los principios de funcionamiento del Coordinador es garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, por lo tanto en base a la información que entregan los Coordinados respecto a sus costos variables de producción, realiza un listado de las plantas que se activarán, en orden de prioridad las que tengan costos variables de producción más bajos y a medida que la demanda de energía se va incrementando, las plantas

generadoras que tengan mayores costos variables de producción tendrán que inyectar energía al sistema hasta que la demanda se vea satisfecha.

Tomando en consideración toda esta información, el Coordinador determina de manera horaria, el costo marginal de producir una adicional de energía y el valor del MW inyectado al sistema se valoriza a dicho costo marginal en el punto de retiro.

Volviendo al ejercicio, la cantidad total de energía demandada en el periodo fue de 140 MW, por lo que el coordinador activará tantas plantas sean necesarias para satisfacer la demanda de 140 MW, tomando como prioridad las que tengan un costo variable de operación menor en comparación a las demás.

La siguiente tabla presenta la información del enunciado para mayor comprensión del lector.

Planta	Barra de transmisión	Capacidad (MW)	Costo operacional (USD/MWh)	Tipo de planta	Empresa a la que pertenece
G1	B1	120	0	Solar	A
G2	B1	150	40	Carbón	B
G3	B2	25	5	Eólica	A
G4	B3	80	120	Diesel	C

Tabla 1: Elaboración propia. Representación gráfica de los antecedentes del ejercicio.

Se puede apreciar que las plantas que tienen menor costo operacional son G1 con USD/MWh = 0 y G3 con USD/MWh = 5, por lo que serían las primeras en activarse. La capacidad de inyección de ambas es de 145 MW, lo cual es suficiente para satisfacer la demanda de 140 MW. En este escenario, para producir un MW adicional de energía tendría un costo de USD 5, que sería el costo variable de producción de G3.

El Coordinador valoriza los USD 140 MW de la demanda al valor de costo marginal mayor que se utilizó para generar dichas cantidades de energía, independiente del costo variable de cada planta que se activó para contribuir a dicha generación.

Como en este ejemplo solo se necesitó de G1 y G2 para satisfacer la demanda, solo esas plantas recibirán remuneración por la energía inyectada.

G1 inyectó los 120 MW de su capacidad, aunque el costo operacional de producción fue de 0 USD/MWh, la remuneración que recibirá corresponde al Costo Marginal de producción mayor, es decir 5 USD/MWh.

Por lo tanto, los ingresos y costos de G1 se ven determinados de la siguiente manera:

Capacidad inyectada: 120 MW. Costo Marginal al cual se valoriza la inyección: USD 5

Total ingreso: $120 \times 5 = \text{USD } 600$. Total costos variables de producción: $120 \times 0 = \text{USD } 0$

Margen comercial de G1 = $\text{USD } 600$ (Ingreso 600 – Costo 0)

Respecto a G2, el ingreso se determinaría de la siguiente manera:

Capacidad inyectada: 20 MW. Costo Marginal al cual se valoriza la inyección: $\text{USD } 5$

Total ingreso: $20 \times 5 = \text{USD } 100$. Total costos variables de producción: $20 \times 5 = \text{USD } 100$

Margen comercial de G1 = $\text{USD } 0$ (Ingreso 100 – Costo 100)

Por el lado de G3 y G4, como no alcanzaron a entrar al sistema para inyectar energía, no reciben remuneración en esta oportunidad.

Finalmente, el cuadro de ingresos, costos variables de operación y margen comercial para las empresas A, B y C quedaría de la siguiente manera:

Planta	Empresa a la que pertenece	Ingresos	Costos variables de producción	Margen comercial
G1	A	600	-	600
G2	B	-	-	-
G3	A	100	100	-
G4	C	-	-	-

Tabla 2: Elaboración propia. Tabulación de resultados en relación al ejercicio.

Empresa A recibe ingresos por $\text{USD } 700$, sus costos son $\text{USD } 100$ y el margen comercial es $\text{USD } 600$

Empresa B y Empresa C no reciben ingresos ni tienen costos asociados porque sus plantas generadoras no alcanzaron a inyectar al sistema para satisfacer la demanda, dado que sus costos variables de producción fueron superiores a las plantas de la empresa A.

¿Qué sucede si se aumenta la demanda energética?

A continuación se presenta un caso con similares antecedentes al ejemplo anterior, solo que las cantidades demandadas de energía por los clientes es la siguiente:

- Cliente D1: 60 MW, cliente D2: 130 MW y cliente D3: 110 MW. Por lo tanto el total de energía demandada es 290 MW.

Al igual que en el caso anterior, el Coordinador debe llamar a las plantas generadoras que tengan costos variables de producción más económicos primero, por lo que el orden de plantas que inyectan energía al sistema es el mismo.

El grafico a continuación muestra la evolución de los costos marginales para esta demanda de 300 MW en el periodo de una hora, tomando el supuesto de este ejercicio en particular.

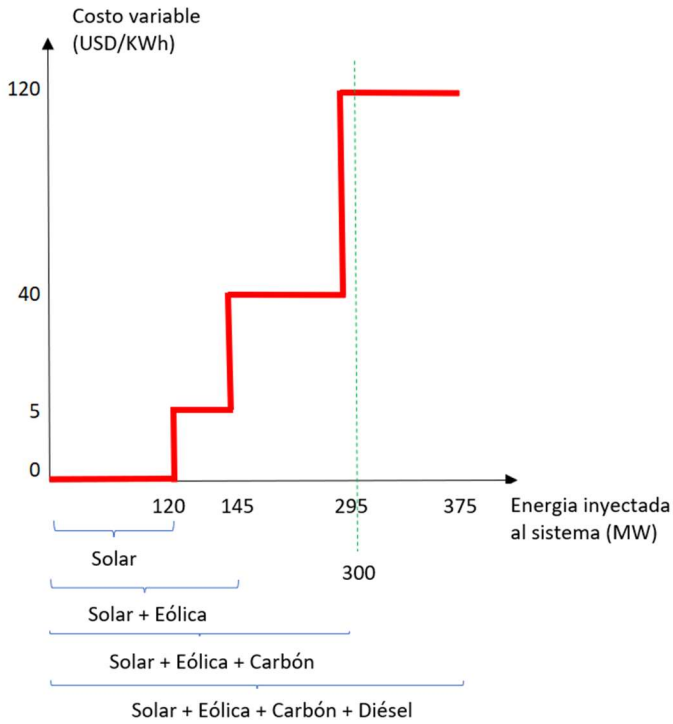


Figura 4: Elaboración propia. Representación gráfica de la evolución de los costos marginales para el ejercicio aplicado.

Como podemos apreciar del grafico anterior, la demanda de 300 KWh tiene un Costo Marginal de USD 120, el cual se aplica al total de la energía inyectada al sistema durante ese periodo de una hora.

Al determinar los ingresos, costos y margen comercial de cada una de las empresas generadoras, quedaría el siguiente cuadro resumen, los cuales fueron calculados de la misma manera que para el ejercicio anterior.

Ingresos por unidad generadora:

Planta	Energía inyectada	Costo Marginal	Ingreso por venta
G1	120	120	14.400
G2	150	120	18.000
G3	25	120	3.000
G4	5	120	600

Tabla 3: Elaboración propia. Tabulación de ingresos por unidad generadora en relación al ejercicio.

Costos por unidad generadora:

Planta	Energía inyectada	Costo variable	Costo de producción
G1	120	0	-
G2	150	40	6.000
G3	25	5	125
G4	5	120	600

Tabla 4: Elaboración propia. Tabulación de costos por unidad generadora en relación al ejercicio.

Margen comercial por unidad generadora:

Planta	Ingreso por ventas	Costo de producción	Margen comercial
G1	14.400	-	14.400
G2	18.000	6.000	12.000
G3	3.000	125	2.875
G4	600	600	-

Tabla 5: Elaboración propia. Tabulación de margen comercial por unidad generadora en relación al ejercicio.

Es muy probable que el lector o lectora se pregunte ¿Cómo obtiene utilidades la planta generadora que utiliza diésel como base para producir electricidad que tiene un costo de producción mayor y su margen comercial es de cero cuando le corresponde ingresar al mercado?

Para responder esta pregunta, existen dos razones principalmente:

La primera razón es que, recordando la ecuación inicial, los costos por inversión más los costos de operación deben ser iguales a los pagos de energía más los pagos por capacidad.

Los pagos de energía en el mercado spot son determinados en base a la teoría marginalista que se explicó anteriormente en los ejemplos. Respecto a los pagos por potencia, corresponden a un estímulo para la disponibilidad de energía en el mercado eléctrico y es un cargo por dar el servicio. Asimismo, este cargo incluye los costos de proveer la infraestructura, que corresponde a la inversión realizada y se asigna entre los consumidores que demandan energía del sistema. Por lo tanto, en la práctica, aunque una planta termoeléctrica que tiene costos variables muy grandes y en el caso del primer ejemplo no recibe remuneración porque la demanda no fue suficiente como para activarla, el hecho de tener la disponibilidad de generación permite que reciba al menos este cargo por capacidad.

La segunda razón es que las plantas a carbón o diésel son más estables que las plantas solares o eólicas, que dependen de factores externos para que funcionen óptimamente (climáticos principalmente). Generalmente, las plantas convencionales de energía son utilizadas como soporte en caso de que existan fallas en el sistema o que la demanda inicial no alcance a ser satisfecha. Sin embargo, como se comentó en párrafos anteriores, adicional al mercado spot, existe el mercado de contratos, el cual es realizado con clientes libres, en el que los precios de la energía se negocian libremente. Por ejemplo, una planta termoeléctrica que funciona en base a diésel puede tener un contrato privado con una gran minera para asegurar la continuidad de las operaciones, entonces esa generadora no determinaría sus ingresos en base a la teoría marginalista, sino que al precio que pactó con su contraparte.

Es cierto que existen otros factores que pueden afectar el ingreso y costo que tenga una planta generadora, como por ejemplo las limitaciones en las capacidades de transmisión o los servicios complementarios, sin embargo no se encuentra dentro del alcance de este trabajo el mostrar completamente el funcionamiento del mercado eléctrico, sino que proporcionar al usuario de este documento las herramientas básicas para el entendimiento del sistema eléctrico nacional desde un punto de vista financiero y contable.

3.7 Balance de energía, posición excedentaria y deficitaria:

Ahora que ya se ha explicado como determinan los ingresos y costos por energía de las plantas generadoras, se introducirá superficialmente los conceptos de “Balance de energía”, “posición excedentaria” y “posición deficitaria”.

Cuando las empresas generadoras se comprometen a suministrar cierta cantidad de energía porque tiene algún contrato privado regulado por el mercado de contratos, si por alguna razón la planta no es capaz de generar la cantidad de energía que se comprometió a suministrar, en pos de honrar el contrato privado debe ir al mercado spot a comprar energía, la cual se determina al costo marginal que se revisó en párrafos anteriores.

Por ejemplo, una planta de generación eléctrica solar tiene un contrato privado con una minera del norte de Chile. En dicho contrato se especificó que la planta inyectará 50 MW diarios a un precio fijo de USD 100, independiente de las condiciones del mercado spot. Al momento que se suscribió este contrato, la planta generadora hizo sus estudios de factibilidad y pudo concluir que es posible inyectar 50 MW diarios al sistema sin inconvenientes.

Una vez suscrito el contrato, al cabo de unos meses, desde la gerencia de operaciones de la planta advirtieron que los paneles que conforman el parque solar sufrieron imprevistos y no se encuentran funcionando de acuerdo a lo esperado y no será posible inyectar la energía necesaria para cumplir la cuota estipulada en el contrato.

Producto de lo anterior, la planta solar debe acudir al mercado spot a comprar la energía faltante para vender a la minera al precio pactado en el contrato. Se entiende que esta situación corresponde a una empresa que se encuentra en una posición deficitaria. En caso contrario, se considera que la empresa está en una posición excedentaria.

Capítulo 4: Los procesos involucrados hasta la comercialización del hidrógeno verde en Chile.

Luego de haber avanzado un poco más a detalle respecto al funcionamiento del actual mercado energético vigente al momento de publicación de esta investigación, entraremos en tierra derecha respecto a los procesos involucrados en la producción, almacenamiento y comercialización del hidrógeno verde en Chile.

Antes de continuar, hay que señalar que aún no existe una regulación definida para el mercado del hidrógeno propiamente tal, por lo que es posible que en el futuro surjan cambios al respecto y podría afectar al proceso financiero que está siendo objeto de investigación. Sin embargo, este sería un buen punto de partida para quienes se quieran introducir en el mundo del hidrógeno verde.

Como se mencionó en capítulos anteriores, para producir moléculas de hidrógeno verde, es crucial el proceso de electrólisis, el cual utiliza como *input* energías renovables no convencionales que a través de una maquina electrolizadora, descompone químicamente las moléculas de hidrógeno y oxígeno provenientes de agua desmineralizada.

Para efectos de sintetizar y categorizar cada proceso, se considerarán en base a “La cadena de valor del hidrógeno” (Misión Cavendish, 2023)

1. Energía renovable como *input*.
2. Producción
3. Acondicionamiento.
4. Almacenamiento.
5. Transporte y distribución.
6. Reconversión.
7. Comercialización.

4.1 Paso 1: Uso de energía renovable como *input*.

Como ya se ha mencionado en reiteradas ocasiones, para que el hidrógeno producido sea considerado como “verde”, es fundamental que no haya emisiones de carbono involucrados en el proceso, es por esto que es absolutamente necesario que la energía que utilizará el electrolizador para descomponer las moléculas de hidrógeno y oxígeno utilice energía renovable como medio de funcionamiento.

De acuerdo al “Primer llamado para el financiamiento a proyectos de Hidrógeno Verde en Chile” (Corporación de Fomento de la Producción, 2021), de ahora en adelante Corfo, dentro de sus bases de admisibilidad y pertinencia de las propuestas que los candidatos debían cumplir, en el apartado 9.1.1, numeral 3, menciona que los proyectos deben utilizar energía renovable para la producción total de hidrógeno verde ya sea a través de una o más dentro de las siguientes opciones:

- Suministro por sistema de generación de Energía Renovable propio.
- Contrato(s) de suministro de energía eléctrica con una generadora en la que se asegure que corresponda únicamente a Energía Renovable⁵.
- Consumo de energía eléctrica, desde el sistema eléctrico al que se conecte el Proyecto, que no tenga un contrato de suministro vigente relacionado con el punto anterior, adquiriendo, en su reemplazo, certificados de energía renovable por una cantidad equivalente al consumo de electricidad del Proyecto. Estos certificados deberán ser generados por un esquema de certificación que se ajuste a la regulación vigente al momento de su adquisición.⁶

Por lo tanto, en resumidas cuentas, una empresa productora de hidrógeno verde puede obtener la energía renovable (solar o eólica principalmente, de acuerdo con lo señalado en capítulos anteriores) de manera propia o adquirida a un tercero. Por ende, viéndolo desde un punto de vista financiero, si un proyecto decide utilizar un sistema de generación propio, será la misma empresa que deberá determinar el costo

⁵ De acuerdo a EMOL (<https://www.emol.com/noticias/Tendencias/2021/08/16/1029816/certificacion-energia-renovable-empresas.html>), redactado el 16/08/2021 y visitado el 03/03/2023, las empresas nacionales certifican el uso de energías renovables a través del “I-REC Standard”. Sin embargo, a la fecha de publicación de esta investigación, no se ha especificado que tipo de certificación requieren las empresas productoras de hidrógeno verde para garantizar el *input* de energía renovable para el proceso de electrolización.

⁶ A la fecha de publicación de esta investigación, aún se encuentra en discusión la forma que se regulará este asunto.

de producción de la energía renovable utilizada para realizar un proceso de electrólisis y descomponer una molécula de hidrógeno.

Si el proyecto decide irse por el segundo camino, es decir, tomar un contrato privado con una empresa generadora, el costo de la energía utilizada será la determinada de acuerdo a la negociación entre ambas partes.

Respecto a la tercera vía, es decir utilizar energía eléctrica proveniente del sistema eléctrico al que se conecte el proyecto sin tener un contrato privado, si consideráramos que la energía proveniente del sistema está completamente asegurada que proviene de fuentes renovables, se debería utilizar la metodología de acuerdo con la regulación vigente, la cual fue abordada de manera generalizada en el capítulo anterior. Sin embargo, como sabemos, el sistema eléctrico contiene diversas formas sobre la cual la energía es producida, por ende de momento no hay como saber qué tipo de energía utilizada proviene específicamente de fuentes renovables. Es algo que actualmente sigue en discusión.

4.2 Paso 2: Producción.

Si bien existen varias formas de obtener hidrógeno, la metodología que ha decidido adoptar la ENHV y que las empresas han acatado es mediante el proceso de Electrólisis del agua.

La pregunta que se cuestionó el autor mientras se realizaba esta investigación es, ¿De dónde proviene el agua utilizada en el proceso de electrólisis?

Las bases de financiamiento indicadas por la Corfo no restringen de donde debe provenir el agua, esto aparece especificado en el apartado 7.3.2 de dicho documento, el cual señala lo siguiente:

“El Proponente podrá declarar el agua que precisa para la operación del Proyecto. El suministro de agua podrá provenir de fuentes propias, acreditándolo mediante la(s) inscripción(es) de los derechos de agua correspondiente(s), a través de un acuerdo de suministro con un tercero o a través de un proceso de desalación propio. En cualquiera de los casos, el Proponente deberá acreditar este suministro, a través de una declaración jurada”.

Por otro lado, en el documento publicado por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEIA) en Enero 2022 titulado: “Criterio de Evaluación en el SEIA: Introducción a proyectos de hidrógeno verde” en el apartado 4.4.1, señala que las fuentes de abastecimiento pueden ser provenientes de: red pública, río, lago, humedal, vertiente agua subterránea, estuario, mar u otro. (Servicio de Evaluación Ambiental, 2022)

Por lo tanto, si lo vemos desde un punto de vista financiero, el derecho de agua que obtenga la productora de hidrógeno verde, o bien el suministro a través de un tercero también deberá formar parte del costo de producción.

Adicionalmente, para que el proceso de electrólisis sea efectivo, el agua utilizada tiene que cumplir con ciertas características, siendo fundamental el hecho de que debe contener pocos minerales. Por lo tanto es necesario purificarla, eliminando las impurezas tales como iones y otros metales que contiene el agua. (Misión Cavendish, 2023) Si se utiliza agua de mar para este proceso, es posible que deba pasar por un proceso de desalinización previo⁷. Este es otro elemento para considerar al momento de costear el proceso de producción.

No se entrará en detalle respecto a los procesos químicos involucrados al momento de realizar la electrólisis, ni en los tipos de electrolizadores que existen para realizar este proceso⁸, para efectos de esta investigación, solo es importante retener que, producto de descomponer el agua previamente purificada, que debe provenir de fuentes propias ya sea por medio de derechos de agua o mediante un suministro externo, a través de un proceso llamado electrólisis en una maquina electrolizadora que utiliza como fuente de poder entrante, energías renovables que pueden ser obtenidas a través de un suministro propio, un contrato privado con un tercero o bien obtenidos desde el mercado, logran separar las moléculas de hidrógeno y oxígeno.

4.3 Paso 3: Acondicionamiento.

Si bien, en rigor el proceso de electrólisis separa las moléculas de hidrógeno y oxígeno, es posible que hayan quedado impurezas propias de la descomposición. Dado que las aplicaciones finales en las que será utilizado el hidrógeno requieren de distintos niveles de pureza, es necesario que pase por un proceso de purificación para obtener un compuesto listo para su almacenamiento y aplicación final. A este proceso se le llama acondicionamiento, aquí se eliminan principalmente trazas de agua, oxígeno o del electrolito utilizado en el electrolizador.

⁷ Un estudio publicado en febrero 2023 afirma que se puede producir hidrógeno con agua de mar sin desalinizar. <https://reportesostenible.cl/blog/investigadores-producen-hidrógeno-con-agua-de-mar-sin-desalinizar/> (visitado el 30/03/2023)

⁸ Sin embargo, solo quedarán mencionados por si el lector interesa profundizar más su conocimiento. De acuerdo a Misión Cavendish, existen 3 tipos de electrolizadores de manera industrial: El alcalino, el PEM y el SOEC. En todos ellos ingresa el agua previamente purificada. La diferencia entre ellos radica principalmente en el electrolito usado y las condiciones de operación, pero todos descomponen agua en hidrógeno y oxígeno.

De acuerdo a un estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis realizado por 4e y GiZ para la entidad Espinos S.A., con fecha 21 de abril de 2021, menciona que el proceso de acondicionamiento consiste en purificación del gas (oxígeno resultante y vapor de agua) en las que las impurezas del oxígeno se eliminan en un reactor catalítico rico en platino (reactor de desoxidación) y para la eliminación de agua se emplean lechos absorbentes con estructuras porosas de óxido de aluminio y sílice, que extraen la humedad del gas que fluye.

Es importante tener presente de que desde el paso 3 y adelante, dependerá mucho el uso final que se le dará al hidrógeno, ya que dependiendo del tipo, temporalidad de uso, volumen y distancia donde se utilizará el mismo, será la profundidad de los procesos de acondicionamiento, almacenamiento, transporte y distribución. Respecto a este punto, el alcance de esta investigación abarcará solamente hasta mencionar que los costos asociados al proceso de acondicionamiento formaran parte del costo total del hidrógeno verde.

4.4 Paso 4: Almacenamiento.

La gran característica que tiene el hidrógeno verde, aparte del impacto ambiental que posee, es su versatilidad y eficiencia energética posterior después de haber sido almacenado. Una vez que el hidrógeno se encuentra en condiciones óptimas de pureza de acuerdo al uso, temporalidad, volumen y distancia respecto a la aplicación a ser utilizada, es fundamental identificar cuáles son los métodos que tienen para ser almacenados para su posterior distribución.

El “Manual del Hidrógeno Verde” (Alianza de Hidrógeno Verde (AH2V) del Bío Bío y Universidad de Concepción , 2023), indica que existen formas de almacenamiento físico y basados en materiales.

Por el lado del almacenamiento físico, está la compresión de hidrógeno gaseoso a través de diferentes tecnologías de compresores, la idea es aumentar la presión para reducir el volumen del hidrógeno gaseoso y así aumentar su densidad energética. También se encuentra el proceso de licuefacción, en el que se utilizan múltiples ciclos de refrigeración para llevar el hidrógeno verde desde la temperatura ambiente a -253 grados Celsius, condensándolo y así aumentando su densidad.

El mismo documento indica que respecto a los métodos de almacenamiento basados en materiales, existen 3 formas. A la primera se le conoce como Adsorción Física, en la cual se adhieren moléculas de

hidrógeno a una serie de compuestos con alta área superficial y porosos⁹. A la segunda forma se le conoce como el método de Hidruros y a la tercera forma “*Carriers Químicos*”. Estos últimos almacenan hidrógeno en algún otro estado químico en lugar de como moléculas libres. Son compuestos que pueden absorber y liberar hidrógeno a través de reacciones químicas.

Dado que estos procesos requieren conocimientos más avanzados de química, no se ha entrado en detalle respecto a en qué consisten cada uno de estos procesos. Desde un punto de vista financiero, basta solamente con identificar el proceso y solicitar a las áreas técnicas respectivas que proporcionen el costo de cada modalidad con el fin de registrar apropiadamente en la contabilidad.

4.5 Paso 5: Transporte y Distribución.

Misión Cavendish, dentro de sus folletos explicativos, menciona que el transporte más apropiado para el hidrógeno verde dependerá de múltiples factores, como la cantidad de hidrógeno a transportar, la frecuencia, distancia, entre otros.

En términos generales, el transporte de hidrógeno gaseoso se realiza principalmente mediante camiones o gaseoductos. El hidrógeno líquido puede ser transportado mediante camiones, ferrocarriles o incluso barcos (este último sobre todo para grandes cantidades).

A continuación se muestra un gráfico de las formas de transporte utilizadas según el método sobre el cual el hidrógeno fue almacenado.

⁹ En el lenguaje fisicoquímico, esta adsorción se produce por “Interacciones de Van der Waals” (El concepto se menciona meramente por si al lector le interesa profundizar sobre el proceso desde un punto de vista mas científico.

Reconversión

Usos

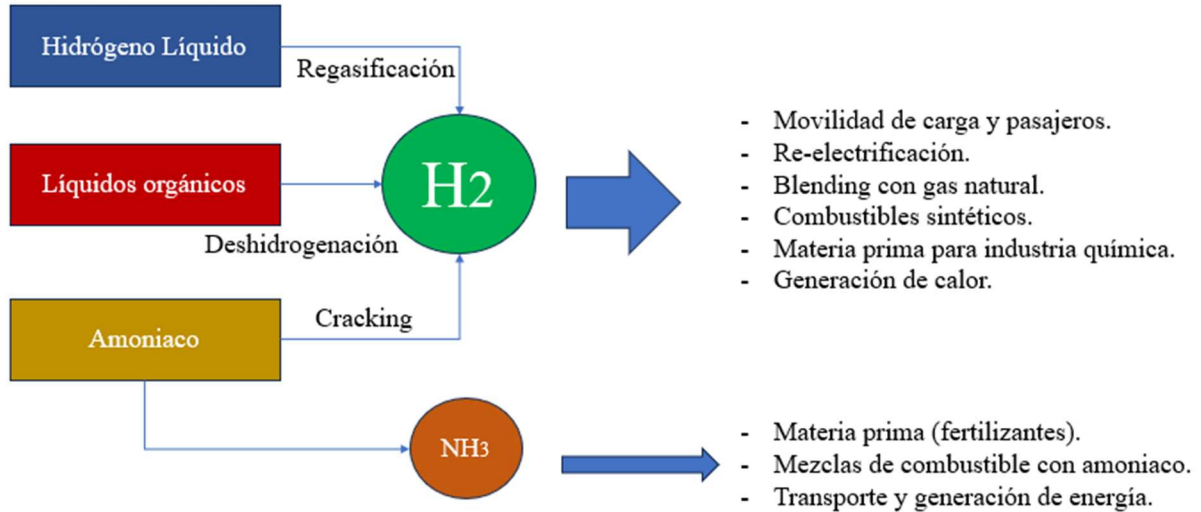


Figura 5: Elaboración propia, basado en "La cadena de valor del hidrógeno" - Almacenamiento y distribución, Misión Cavendish.

Por lo tanto, desde un punto de vista financiero, es importante tener en consideración cada método de transporte utilizado para la distribución del hidrógeno, los detalles respectivos deberán ser proporcionados por el área técnica pertinente.

4.6 Paso 6: Reconversión.

Como ya se ha mencionado en los pasos anteriores, la forma que tendrá el hidrógeno dependerá finalmente de diversos factores como su uso, temporalidad, distancia recorrida, etc. Refiriendo nuevamente a "La cadena de valor del hidrógeno verde" según Misión Cavendish, cuando el hidrógeno es transportado a los centros de consumo ubicados en lugares lejanos, se usan los "carriers", estos pueden ser: el hidrógeno líquido, líquidos orgánicos y el amoníaco.

Una vez que los compuestos llegan a su destino final, deben pasar por diferentes procesos para que puedan ser usados según el objetivo para el cual el hidrógeno fue producido.

Dicho lo anterior, respecto a los tres compuestos "carriers" señalados previamente, tenemos que:

El hidrógeno líquido, dado su estado y baja temperatura de -253 grados Celsius producto del proceso de licuefacción, debe ser regasificado para obtener hidrógeno en estado gaseoso.

Los líquidos orgánicos, al llegar su destino tienen que pasar por un proceso que sea capaz de retirar los átomos de hidrógeno y llevarlo a su estado gaseoso.

El amoniaco presenta la versatilidad que puede ser usado directamente o pasar por un proceso de cracking¹⁰ para convertirlo en hidrógeno.

Desde un punto de vista económico, es importante tener en consideración los pasos anteriores dado para como fue almacenado y transportado el hidrógeno verde, para así determinar apropiadamente la reconversión según corresponda. El costo de este proceso debe ser proporcionado por el área técnica respectiva.

La figura a continuación explica en términos gráficos el proceso de reconversión y los usos para los cuales el hidrógeno puede ser utilizado posteriormente.

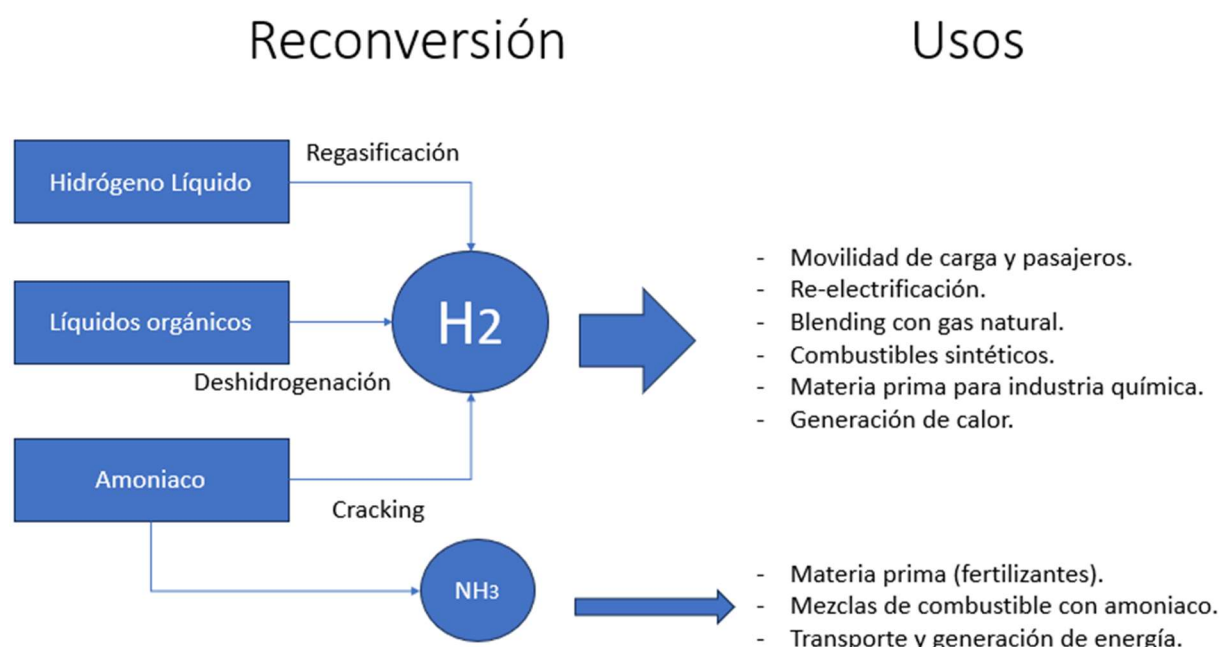


Figura 6: Elaboración propia, basada en "El Manual del Hidrógeno Verde", Alianza Hidrógeno Verde del Bío Bio.

¹⁰ Los procedimientos de "cracking" o craqueo consisten en una ruptura molecular y se pueden realizar, en general, con dos técnicas: el craqueo térmico, que rompe las moléculas mediante calor, o el craqueo catalítico, que realiza la misma operación mediante un catalizador, que es una sustancia que causa cambios químicos sin que ella misma sufra modificaciones en el proceso. ("Refino y obtención de productos" Enerclub https://www.enerclub.es/extfrontenerclub/img/File/nonIndexed/petroleo/secciones/pdf/caps_sueltos/CAPITULO%2006.pdf, visitado el 15/03/2023)

Como podemos apreciar de la figura anterior, una vez que el hidrógeno es transportado según lo indicado en el paso 5 anterior, el proceso de reconversión hace que los *carriers* de energía vuelvan a convertirse en hidrógeno, el cual dentro de los usos principales se encuentran la movilidad de carga y pasajeros a través de celdas combustibles, también como re-electrificación para almacenamiento energético, entre otros.

Por otra parte, para el amoniaco también es posible dejarlo como tal y no reconvertirlo, ya que este posee otras aplicaciones que son importantes a considerar en la actualidad, como por ejemplo: materia prima para fertilizantes, mezclas de combustibles, entre otros.

4.7 Paso 7: Comercialización.

Respecto a este paso, al momento de la publicación de este documento, aún no existen reglas definidas sobre la manera en la que se comercializará el hidrógeno verde. Lo que sí es sabido, es que de acuerdo a la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, se espera que Chile sea uno de los mayores exportadores del mundo sobre esta materia, a precios muy competitivos y que el potencial del mercado energético puede llegar a ser incluso mayor que la minería.

De momento, lo que sabe al respecto, es que hay diversas discusiones entre el sector público y privado, comisiones expertas que están estudiando la mejor manera de regular el mercado del hidrógeno verde en nuestro país y hacia el exterior.

El Estado de Chile, en línea con la estrategia propuesta, ha considerado dentro de sus aspectos principales, la colaboración, coordinación y comunicación con diversos agentes internacionales, por ejemplo.

- El 15 de febrero de 2021, Chile y Singapur firmaron virtualmente un Memorándum de Entendimiento (MdE) para facilitar la cooperación en materia de Hidrógeno Verde. (Gobierno de Chile, 2021)
- El 16 de marzo de 2021, Chile firma MdE con el puerto más grande de Europa, ubicado en Rotterdam, Países Bajos para exportar hidrógeno verde al continente europeo. (Gobierno de Chile, 2021).
- En agosto de 2022, Chile firma acuerdo con el puerto más grande de Alemania para exportar hidrógeno verde. (Gobierno de Chile, 2022)
- En junio de 2023, el directorio ejecutivo del Banco Mundial aprobó un préstamo de US\$ 150.000.000 para incentivar inversión de proyectos de HV en Chile. (Banco Mundial, 2023)

Capítulo 5: Análisis financiero-contable de los procesos involucrados.

Luego de haber desmenuzado el concepto de hidrógeno verde y los procesos que se ven involucrados en su producción, en este capítulo se profundizará en el aspecto financiero contable del hidrógeno verde.

Como se ha podido apreciar en el capítulo anterior, el hidrógeno verde es un bien que puede ser transportado ya sea de manera líquida o gaseosa según sea el uso para el cual fue creado. De todas maneras, independiente de la forma que tenga el hidrógeno, sería razonable afirmar que es un bien inventariable y por ende, la norma internacional de contabilidad (NIC) que se podría aplicar de mejor manera es la NIC 2, Inventarios.

Ahora bien, la pregunta es, ¿Cómo aplicar la NIC 2 adecuadamente al proceso productivo del hidrógeno verde?

El lector podrá encontrar la respuesta a esta pregunta a medida que avance en este capítulo.

5.1 Introducción al concepto de *LCOH*.

Antes de ver el aspecto contable, se revisará primero el aspecto financiero, es decir, dentro del mundo del hidrógeno, cómo se computa el costo de producción.

De acuerdo con el “Manual del Hidrógeno Verde” de AH2V Bío Bío, el costo de producción del hidrógeno depende de la energía primaria (renovable), la infraestructura asociada a la cadena de suministro y el volumen de producción.

La medida estándar que se utiliza para costear el hidrógeno se le conoce como “*Levelised Cost of Hydrogen*” (*LCOH*), que en español significa “Costo nivelado del hidrógeno” y matemáticamente se calcula como **el cociente entre el valor presente de los costos de producción de hidrógeno (*CAPEX* y *OPEX*) y el valor presente de la masa de hidrógeno producida para el periodo de evaluación del proyecto.**

A continuación se grafica la fórmula anteriormente explicada.

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Costos en periodo } t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Producción de H}_2 \text{ en } t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Figura 7: Elaboración propia, basada en metodología de AFS Services.

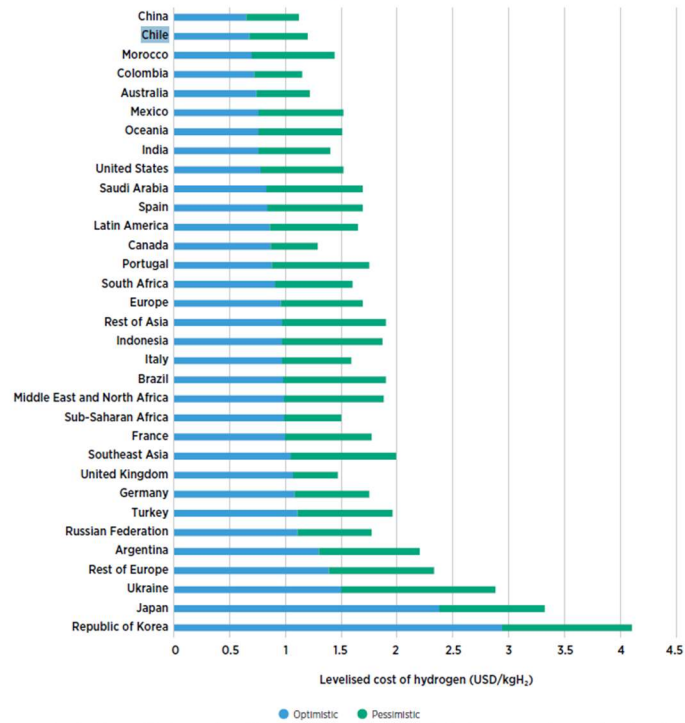
Dada que la producción de hidrógeno verde es variable, puesto que la energía *input* no es constante (Por ejemplo, si se utiliza energía solar como base para funcionar los electrolizadores, durante la noche la producción de hidrógeno verde será mucho menor que durante el día), el costo de producción del hidrógeno verde depende de tres factores.

- Costo nivelado de la electricidad.
- Costo del electrolizador e infraestructura.
- Horas de funcionamiento del sistema.

La unidad de medición sobre la cual se presenta el *LCOH* es USD/kgH₂, es decir, cuantos dólares vale la producción de un kilogramo de hidrógeno verde. Las expectativas son de que al 2050 Chile produzca hidrógeno verde con los índices más bajos de *LCOH* a nivel mundial (en línea con lo mencionado por la ENHV), a rangos de 0.6 USD/kgH₂ en escenarios optimistas y 1.2 USD/kgH₂ en escenarios pesimistas (International Renewable Energy Agency, 2022).

A continuación se muestra una figura del estudio referenciado en el párrafo anterior que evidencia las excelentes condiciones que tiene Chile en materia competitiva respecto a sus competidores.

FIGURE 3.10. Levelised cost of hydrogen range in 2050 derived from supply-demand analysis



Notes: Levelised cost of hydrogen derived from supply-cost curves of individual countries and regions based on their estimated hydrogen demand for 2050. Water availability for electrolysis is considered in the hydrogen supply-cost curves.

Figura 8: Obtenido de IRENA, *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal – Part 1, Trade Outlook for 2050 and way forward*. (Figura 3.10)

Recapitulando, desde un punto de vista financiero, para costear adecuadamente el hidrógeno verde se debe determinar el *LCOH*. Ahora bien, desde un punto de vista contable, lo que sugiere el autor de este documento es valorizar cada uno de los procesos mencionados en el capítulo 4 y aplicar las normas de contabilidad internacionales vigentes.

5.2 Análisis de las normas IFRS al proceso productivo del hidrógeno verde.

5.2.1 Hidrógeno verde como un inventario y aspectos generales de la valorización.

Para efectos de validar que es la NIC 2 efectivamente la que corresponde aplicar para valorizar el inventario de hidrógeno verde, se presentarán a continuación algunas definiciones de dicha norma.

En el párrafo 6, se define *Inventarios* como activos:

- (a) Poseídos para ser vendidos en el curso normal de la operación;
- (b) En proceso de producción con vistas a esa venta; o

- (c) En forma de materiales o suministros que serán consumidos en el proceso de producción o en la prestación de servicios.

Basados en la definición de la norma que nos presenta el párrafo 6, el hidrógeno verde perfectamente puede ser considerado dentro de estos parámetros, tomando en consideración todo lo que se ha relacionado con el capítulo 4 de este documento.

Ahora bien, el párrafo 9 de la norma indica que “los inventarios se medirán al costo o al valor neto realizable, según cual sea el menor”.

El párrafo 10 indica que “El costo de los inventarios comprenderá todos los costos derivados de su adquisición, transformación así como otros costos en los que se haya incurrido para darles su condición y ubicación actuales”. Si evaluamos detenidamente esta definición, en general podemos decir que es bastante similar a la definición del *LCOH* a excepción del parámetro del valor presente. En la guía de aplicación del capítulo 6, el lector podrá visualizar esta afirmación.

Adicionalmente, el párrafo 23 de la misma norma dice lo siguiente: “El costo de los inventarios de productos que no son habitualmente intercambiables entre sí, así como de los bienes y servicios producidos y segregados para proyectos específicos, se determinará a través de la identificación específica de sus costos individuales”. La pregunta que surge efectuando este análisis es, ¿Es el hidrógeno verde un producto que no es habitualmente intercambiable entre sí? Desde el punto de vista del autor, el hidrógeno verde sí es un producto intercambiable, puesto que las unidades de hidrógeno no pueden identificarse individualmente y una unidad almacenada en un contenedor debiera ser la misma que otra unidad almacenada en otro contenedor. Sin perjuicio de que el hidrógeno puede almacenarse ya sea de manera líquida o gaseosa, aparte de esto no existen diferencias adicionales a considerar y llamar a este producto simplemente como “hidrógeno”, pudiendo agrupar el total del costo de producción y distribuirlo en las unidades producidas. De todas maneras se sugiere que el Gerente de producción pueda llevar el control del costo separadamente por las unidades almacenadas de manera líquida y gaseosa para efectos de gestión, pero la metodología del costeo es indiferente en ambos casos.

Para recordar el concepto de “Valor neto realizable”, se tomará la definición del mismo párrafo 6 de la NIC 2, que indica lo siguiente: “Valor neto realizable es el precio estimado de venta de un activo en el curso normal de la operación, menos los costos estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo la venta. En opinión del autor de este documento, esta metodología solo podría ser adecuada considerar en el punto en que el hidrógeno verde sea considerado como un *commodity* y tenga un precio de mercado a transar, dado que en base a lo visto en el capítulo anterior, la metodología para

valorizar en términos financieros es el *LCOH* y no un estimado de un precio de venta que pudiese no ser acorde a la realidad del mercado del hidrógeno al momento de su comercialización. Hasta el momento, todo da a entender que es el costo el que da a origen a un precio de venta y no viceversa.

En vista de lo anterior, para efectos de la guía práctica que se propone en esta investigación y en el caso de estudio que se expondrá más adelante, consideraremos la metodología del costo acorde al párrafo 10 de la NIC 2.

La norma habla de “Costos de adquisición”, “Costos de transformación” y “Otros costos”. En la opinión del autor de esta investigación, los costos de adquisición que menciona el párrafo 11 no aplican para el proceso productivo del hidrógeno verde, por lo que el enfoque estará en los costos de transformación y los otros costos, de acuerdo con los párrafos 12 al 18.

El párrafo 12 menciona que “Los costos de transformación de los inventarios comprenderán aquellos costos directamente relacionados con las unidades de producción, tales como la mano de obra directa. También comprenderán una distribución sistemática de los costos indirectos de producción, variables o fijos, en los que se haya incurrido para transformar las materias primas en productos terminados. Son costos indirectos fijos de producción los que permanecen relativamente constantes, con independencia del volumen de producción, tales como la depreciación y mantenimiento de los edificios y equipos de la fábrica y los activos por derecho de aprovechamiento de agua utilizados en el proceso de producción, así como el costo de gestión y administración de la planta. Son costos indirectos variables de producción los que varían directamente, o casi directamente, con el volumen de producción obtenida, tales como los materiales y la mano de obra indirecta”.

Ahora, si relacionamos la definición del párrafo 12 de la NIC 2 con el *LCOH*, básicamente se tendría que separar los conceptos de materias primas, costos directos e indirectos de producción. Lo anterior se resume en *OPEX + CAPEX*.

Para efectos de relacionar los conceptos que se han estado mencionando en los párrafos anteriores y los procesos involucrados en la generación de hidrógeno verde señalados en el capítulo 4, se resumirán a continuación y recategorizaremos los conceptos para efectos de facilitar un mejor entendimiento de la aplicación de un proceso contable a este asunto.

Se había mencionado que el proceso productivo se separa en 7 pasos, que son:

1. Energía renovable como *input*.
2. Producción.
3. Acondicionamiento.
4. Almacenamiento.
5. Transporte y distribución.
6. Reconversión.
7. Comercialización.

5.2.2 Análisis del Paso 1 – Energía renovable como *input*

Respecto al primer paso, se describió que la energía renovable utilizada como *input* para el funcionamiento de los electrolizadores se podía obtener de tres maneras:

- Suministro propio de energía renovable.
- Contrato de suministro de energía eléctrica que asegure que corresponde únicamente a energía renovable.
- Consumo de energía eléctrica desde el sistema eléctrico al que se conecte el proyecto sin contrato de suministro privado (como el mercado SPOT que fue explicado de manera general en el capítulo 3 de esta investigación), pero que dicho sistema debe certificar que la energía que utilice el proyecto corresponda únicamente a fuentes renovables.

Para el primer escenario, será la misma empresa la que deberá determinar el costo de producción de la energía *input* basado en los costos de implementación, infraestructura, mantención y operación de los molinos de viento en caso de que se utilice energía eólica o bien, de los paneles solares en caso de que se esté utilizando energía solar. El área contable, en conjunto con el área técnica y comercial debieran determinar detalladamente el costo de cada componente que se utilice para generar la energía *input*, como por ejemplo, la depreciación de la aspas y mástiles del molino eólico o bien, de los paneles solares. A esto también se debería agregar el costo de las mantenciones mayores y de las líneas de transmisión de la energía que fluirá hasta el electrolizador, entre otros costos relacionados con la producción directa de la energía renovable *input*.

Para el segundo escenario, será la empresa contratista quien determinará el costo de la energía producida, el cual debiera ser negociado y acordado con la empresa productora de hidrógeno verde de acuerdo a las

condiciones que a ambas partes les parezcan atractivas. Para el área contable este costo sería solo un dato que debiera provenir del área técnica y comercial respectiva.

Para el tercer escenario, lamentablemente al momento de publicación de este documento aún no hay reglas específicas definidas respecto a cómo será el mercado exclusivo de energías renovables, ya que como se pudo apreciar en el capítulo 3, el sistema eléctrico actual no discrimina de donde proviene la energía, sino que en base a los costos marginales que declara cada coordinado. Este escenario solo puede ser analizado si se creara un sistema paralelo en el que por las líneas de transmisión sólo pasara energía renovable, por ende se tendría que modificar el sistema energético en su totalidad, lo cual en este momento es bastante poco probable que suceda, pero si llegase a ocurrir, podría implementarse una metodología similar a la actual donde las renovables compitan con otras renovables y no con el sistema entero.

5.2.3 Análisis del Paso 2 – Producción.

Respecto al segundo paso, la producción de hidrógeno verde se efectúa mediante un proceso químico llamado electrólisis del agua, la cual es realizado por una máquina electrolizadora que utiliza como fuente de energía, la eólica o solar en este caso para descomponer agua en moléculas de hidrógeno y oxígeno. También se mencionó que el agua utilizada tiene que cumplir ciertas características para que el proceso de electrólisis sea eficiente y exitoso, entonces para efectos de computar el costo del Paso número 2 tenemos los siguientes elementos a considerar:

- Desalinización y/o purificación del agua.
- Máquina electrolizadora.
- Derecho de agua respectivo.

Si analizamos los tres elementos mencionados anteriormente, podemos afirmar que estos corresponden a *CAPEX*, dado que, en los dos primeros casos se necesita de maquinaria específica para desarrollar estos subprocesos y el Derecho de agua es un intangible que se irá amortizando a lo largo de la vida útil de los contratos de uso oneroso (concesiones) respectivos.

Para poder continuar con el costeo del producto, se hace absolutamente necesario referirnos a la Norma Internacional de Contabilidad 16: “Propiedad, Planta y Equipo (PPyE)”.

Análisis de maquinarias.

Las máquinas purificadoras y electrolizadoras, por su naturaleza, no es posible identificar de manera certera cuanto de cada uso puede ser atribuido a la producción de hidrógeno verde, es por esto que desde un punto de vista contable, la adquisición de maquinarias y equipos necesarios para el funcionamiento de un proceso productivo, no forman parte del costo de producción en el momento de la adquisición propiamente tal, sino que de manera paulatina a través de la depreciación de la maquinaria en la vida útil asignada.

La norma en referencia, indica en su párrafo 9 que: “no establece la unidad de medición para propósitos de reconocimiento, por ejemplo, no dice en qué consiste una partida de propiedades, planta y equipo. Por ello, se requiere la realización de juicios para aplicar los criterios de reconocimiento a las circunstancias específicas de la entidad”. Para efectos de esta investigación, el autor ha considerado que las máquinas purificadoras de agua y electrolizadoras son elementos que constituyen ser reconocidos como partidas de propiedades, planta y equipo.

Por otra parte, el párrafo 7 de la misma norma indica que: “El coste de un elemento de propiedades, planta y equipo se reconocerá como activo si, y solo si:

- (a) Sea probable que la entidad obtenga los beneficios económicos futuros derivados del mismo: y
- (b) El costo del elemento puede medirse con fiabilidad”.

Respecto a lo anterior, no parece haber discusión que las máquinas referenciadas en párrafos precedentes cumplen con las dos condiciones para ser reconocidas como activo de acorde al párrafo 7.

Costos iniciales del proyecto.

Un punto relevante a considerar y que no se ha podido catalogar dentro de los pasos mencionados en el capítulo 4 de esta investigación, es respecto a los costos iniciales que son necesarios para el funcionamiento del proyecto. El párrafo 11 de la NIC 16 indica que “Algunos elementos de propiedades, planta y equipo pueden ser adquiridos por razones de seguridad o de índole medioambiental. Aunque la adquisición de este tipo de PPyE no incremente los beneficios económicos que proporcionan las partidas de PPyE existentes, puede ser necesaria para que la entidad logre obtener los beneficios económicos derivados del resto de los activos”. Por lo tanto, los permisos medioambientales y de seguridad para la instalación y funcionamiento de una planta de hidrógeno verde también deberán ser considerados dentro del costo de producción.

Para efectos de determinar fiablemente cuales serán estos costos iniciales, dependerá mucho de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) respectiva. De acuerdo con la definición de la Superintendencia del Medio Ambiente, “la RCA es un documento administrativo que se obtiene una vez culminado el proceso de evaluación de impacto ambiental, que coordina el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). Este documento establece las condiciones, exigencias o medidas que el titular asociado a un proyecto o actividad deberá cumplir durante su ejecución”. (Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental, 2023). En resumen, todos los costos necesarios para dar cumplimiento a las condiciones, exigencias o medidas que la empresa generadora se comprometió a realizar, deberán formar parte del costo inicial acorde al párrafo 11 de la NIC 16.

Se mencionó en párrafos anteriores que las maquinarias necesarias para la producción del hidrógeno verde son consideradas como PPyE, entonces lo que viene a continuación es determinar el costo en valores monetarios.

El párrafo 15 de la misma norma indica que “Un elemento de PPyE que cumpla las condiciones para ser reconocido como un activo, se medirá por su costo”.

Los siguientes párrafos del 16 al 18 especifican cuales son los componentes de considerar al momento de costear una PPyE.

El párrafo 16 indica que el costo de los elementos de PPyE comprenden:

- (a) Su precio de adquisición, incluidos los aranceles de importación y los impuestos indirectos no recuperables que recaigan sobre la adquisición, después de deducir cualquier descuento o rebaja del precio.
- (b) Todos los costos directamente atribuibles a la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la gerencia.
- (c) La estimación inicial de los costos de desmantelamiento y retiro del elemento, así como la rehabilitación del lugar sobre el que se asienta, la obligación en que incurre una entidad cuando adquiere el elemento o como consecuencia de haber utilizado dicho elemento durante un determinado periodo, con propósitos distintos al de producción de inventarios durante tal periodo.

Respecto al punto (c), es particularmente relevante considerar sobre todo en proyectos energéticos sujetos a evaluaciones de impacto ambiental. Generalmente, cuando un proyecto solicita una evaluación de impacto ambiental para efectos de tener una RCA, dentro de la misma existen exigencias donde indican que “una vez que el proyecto concluya, el terreno sobre el cual fue construida la planta debe

quedar como antes de ser operado”. Lo anterior da origen a un “Activo por desmantelamiento” y a una “Provisión de desmantelamiento”.

Costos directos.

El párrafo 17, dentro de los ejemplos que menciona respecto a costos atribuibles directamente, tenemos:

- (a) Costos de beneficios a los empleados que procedan directamente de la construcción o adquisición de un elemento de PPyE.
- (b) Costos de preparación del emplazamiento físico:
- (c) Costos de entrega inicial y los de manipulación o transporte posterior:
- (d) Costos de comprobación de que el activo funciona adecuadamente, después de deducir los importes netos de la venta de cualesquiera elementos producidos durante el proceso de instalación y puesta a punto del equipo: y
- (e) Los honorarios profesionales.

Por lo tanto, aplicando lo que indica el párrafo 17, todos los costos de preparación, de transporte, instalación, comprobación y otros relacionados con la puesta en funcionamiento de las maquinarias, deberán formar parte del costo computable a la producción de hidrógeno verde.

Ahora que ya se lograron identificar los elementos del costo de las maquinarias, es necesario considerar cómo se medirán estos activos posteriormente, para ello el párrafo 29 de la NIC 16 señala que “La entidad elegirá como política contable el modelo del costo del párrafo 30 o el modelo de revaluación del párrafo 31, y aplicará esa política a todos los elementos que compongan una clase de PPyE”.

Valorización posterior

Por su parte, el párrafo 30 del modelo del costo dice: “Con posterioridad a su reconocimiento como activo, un elemento de PPyE se registrará por su costo menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro de valor”. Mientras que el párrafo 31 del modelo de revaluación indica que “Con posterioridad a su reconocimiento como activo, un elemento de PPyE cuyo valor razonable pueda medirse con fiabilidad se contabilizará por su valor revaluado, que es un valor razonable en el momento de la revaluación, menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro de valor que haya sufrido. Las revaluaciones se harán con suficiente regularidad, para asegurar que el importe en libros, en todo momento, no difiera significativamente del que podría determinarse utilizando el valor razonable al final del periodo sobre el que se informa”.

Si consideramos que las máquinas electrolizadoras pueden llegar a costar algunos millones de dólares, es importante analizar la manera más razonable para medir posteriormente el valor de dichos activos.

Antes de entrar en dicho análisis, se introducirá brevemente el concepto de deterioro y el de valor razonable.

Deterioro.

El concepto de deterioro de valor en los activos está normado en la NIC 36 y básicamente lo que señala es que se deberá registrar deterioro si producto de una evaluación por parte de la administración de los activos, existen indicios de que pueda haberse deteriorado ya sea a través de fuentes externas o internas de información. Respecto a este punto, el párrafo 12 de la norma en referencia específica cuales podrían ser indicios de que un activo podría ser afecto a deterioro, dentro de los cuales se encuentran los siguientes:

Fuentes externas de información:

- (a) Existen indicios observables de que el valor del activo ha disminuido durante el periodo significativamente más de lo que cabría esperar como consecuencia del paso del tiempo o de su uso normal.
- (b) Durante el periodo han tenido lugar, o van a tener lugar en un futuro inmediato, cambios significativos con una incidencia adversa sobre la entidad, referentes al entorno legal, económico, tecnológico o de mercado en los que esta opera, o bien en el mercado al que está determinado el activo.
- (c) Durante el periodo, las tasas de interés de mercado, u otras tasas de mercado de rendimiento de inversiones, han experimentado incrementos que probablemente afecten a la tasa de descuento utilizada para calcular el valor en uso del activo, de forma que disminuya el importe recuperable de forma significativa.
- (d) El importe en libros de los activos netos de la entidad es mayor que su capitalización bursátil.

Y respecto a las fuentes internas de información, tenemos los siguientes puntos:

- (e) Se dispone de evidencia sobre la obsolescencia o deterioro físico de un activo.
- (f) Durante el periodo han tenido lugar, o se espera que tengan lugar en un futuro inmediato, cambios significativos en el alcance o manera en que se usa o se espera usar el activo, que afectarán desfavorablemente a la entidad. Estos cambios incluyen el hecho de que el activo este ocioso, planes de discontinuación o reestructuración de la operación a la que pertenece el activo,

planes para disponer del activo antes de la fecha prevista, y la reconsideración como finita de la vida útil de un activo, en lugar de indefinida.

- (g) Se dispone de evidencia procedente de informes internos, que indica que el rendimiento económico del activo es, o va a ser, peor que el esperado.

Al analizar separadamente cada uno de los indicios de que un activo puede ser sujeto a deterioro, podemos concluir que la maquinaria y equipo utilizado durante la producción de hidrógeno verde se ve altamente susceptible a dichos indicios. Por ejemplo; es posible que el electrolizador haya reaccionado de manera no esperada ante situaciones que pudieran no haber sido consideradas al momento de realizar los estudios de factibilidad técnica y la producción real sea menor a la esperada, o si consideramos un caso extremo en que por algún motivo Chile impusiera restricciones que limiten la producción de hidrógeno verde, claramente los activos debieran ser sometidos a un *test* de deterioro.

De igual manera, como se mencionó al comienzo de este capítulo, el método financiero para valorizar el costo de producción es el *LCOH*, que toma como referencia traer montos a valor presente, por lo tanto se encuentra sujeto a una tasa de descuento. Si por algún motivo, la tasa de descuento aumentara por situaciones extremas del mercado y que no hayan podido ser previstas por el modelo financiero de la sociedad, también podríamos encontrarnos en una situación que pudiese generar un deterioro de los activos.

Evidentemente si la administración de la planta de producción de hidrógeno verde encuentra otros aspectos basados ya sea por informes internos o cualquier otro aspecto que pudiese visualizar un indicio de que rendimiento del activo se encuentra por bajo lo esperado, podría ser sujeto también a deterioro.

Efecto depreciación en el costo de producción.

En párrafos anteriores, se comentó que no era posible distribuir de manera exacta cuánto porcentaje del costo inicial de las maquinarias podría ser atribuible a cada proceso de electrólisis efectuado, es por esto que la norma contable permite reconocer como costo de producción la depreciación de los activos, siempre que estos tengan una relación directa con el proceso productivo. Respecto este asunto, el párrafo 49 de la NIC 16 señala lo siguiente: “El cargo por depreciación de un periodo se reconocerá habitualmente en el resultado del mismo, sin embargo, en ocasiones los beneficios económicos futuros incorporados a un activo se incorporan a la producción de otros activos. En este caso, el cargo por depreciación formará parte del costo del otro activo y se incluirá en su importe en libros. Por ejemplo, la depreciación de una instalación y equipo de manufactura se incluirá en los costos de transformación de los inventarios. De forma similar, la depreciación de las PPyE utilizadas para actividades de desarrollo

podrá incluirse en el costo de un activo intangible reconocido de acuerdo con la NIC 38 Activos Intangibles”.

Respecto a los métodos de depreciación, el párrafo 62 de la NIC 16 indica que pueden utilizarse diversos métodos de depreciación para un activo a lo largo de su vida útil, como por ejemplo: el método de depreciación lineal, depreciación decreciente y el método de las unidades de producción. En opinión del autor de esta investigación, tanto el método de depreciación lineal como el de las unidades de producción es válido para efectos del hidrógeno verde. Sin embargo, se recomienda revisar este punto con el área técnica respectiva, a fin de que pudieran entregar mayores antecedentes respecto a la vida útil de las maquinarias o al desgaste que cada proceso electrolítico y de purificación les infrinjan por cada unidad de hidrógeno verde producido.

Dicho todo lo anterior, aún hay un elemento del Paso número 2 pendiente por analizar: los derechos de agua.

Activos intangibles.

La ley 21.435 del año 2022 que reforma el Código de Aguas en su artículo 5 menciona que: “Las aguas, en cualquiera de sus estados, son bienes nacionales de uso público. En consecuencia, su dominio y uso pertenece a todos los habitantes de la nación”, posteriormente señala que “En función del interés público se constituirán derechos de aprovechamiento sobre las aguas, los que podrán ser limitados en su ejercicio, de conformidad con las disposiciones de este Código”. Sin entrar en más detalle respecto a este punto, considerando que el agua es un elemento fundamental para la producción de hidrógeno verde, se hace totalmente necesario que la administración de la planta productora constituya un derecho de aprovechamiento sobre las aguas que utilizará en el proceso.

Estos derechos de aprovechamiento son conocidos como “concesiones”, sin embargo, las normas internacionales de contabilidad los catalogan como “Activos intangibles”.

Por definición, una concesión otorgada por el estado no es infinita, sino que está limitada a un cierto periodo de tiempo, el cual podría o no renovarse en el futuro, pero dado que es una condición incierta, no estaríamos en condiciones que una concesión será eterna y para esto limitamos la vida útil de la concesión a lo que indica el contrato respectivo.

La NIC 38 en su párrafo 97, menciona el tratamiento de activos intangibles con vidas útiles finitas, por ejemplo: “El importe depreciable de un activo intangible con vida útil finita se distribuirá sobre una base sistemática a lo largo de su vida útil. La amortización comenzará cuando el activo esté disponible para

su utilización, es decir, cuando se encuentre en la ubicación y condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la gerencia”.

Asimismo, el párrafo 98 de la misma norma señala que “Pueden utilizarse diferentes métodos de amortización para distribuir el importe depreciable de un activo, de forma sistemática, a lo largo de su vida útil. Entre los mismos se incluye el método lineal, el método de depreciación decreciente y el modelo de las unidades de producción”.

Ahora bien, respecto al caso particular de las concesiones, el párrafo 98B de la NIC 38 menciona lo siguiente: “Al elegir un método de amortización apropiado, de acuerdo con el párrafo 98, una entidad podría determinar el factor limitativo predominante que es inherente al activo intangible. Por ejemplo, el contrato que establece los derechos de la entidad sobre el uso de un activo intangible puede especificar el uso por la entidad de dicho activo intangible como por un número predeterminado de años (es decir, temporal), un número de unidades producidas o un importe total fijo de ingresos de actividades ordinarias generados. La identificación de este factor limitativo predominante sirve como punto de partida para la identificación de la base apropiada de amortización, pero puede aplicarse otra base si refleja de forma más cercana el patrón esperado de consumo de los beneficios económicos”.

El párrafo anterior es muy relevante a efectos de elegir el método de amortización más apropiado para un derecho de aprovechamiento de aguas, ya que al ser limitado por un número de años, lo más razonable sería distribuir el costo inicial pagado por la concesión y los pagos futuros que pudiesen efectuarse, a lo largo de la vigencia total del derecho de agua según el contrato de concesión respectivo. En caso de que el contrato exija a la sociedad realizar pagos futuros durante el periodo de vigencia, el autor de este documento sugiere que se prepare una tabla de amortización que considere el pago realizado en el momento 0 y los pagos futuros sean traídos a valor presente a una tasa de descuento a definir por la administración y amortizar en base al total de los flujos que se esperan pagar durante el contrato respectivo.

La amortización de estas concesiones, al estar directamente relacionadas con el proceso productivo, podemos incorporarlas al costo de producción al igual que la depreciación de las maquinarias analizado en párrafos anteriores. Esto se encuentra amparado por el párrafo 99 de la NIC 38, que dice lo siguiente: “Normalmente, la amortización se reconocerá en el resultado del periodo. No obstante, en ocasiones, los beneficios económicos futuros incorporados a un activo se absorben dentro de la entidad, en la producción de otros activos. En estos casos, el cargo por amortización formará parte del costo de esos otros activos y se incluirá en su importe en libros. Por ejemplo, la amortización de los activos intangibles utilizados en el proceso de producción se incorporará al importe en libros de los inventarios”.

Con esto concluye el análisis del paso 2, a continuación se analizarán los componentes del paso 3, Acondicionamiento.

5.2.4 Análisis del Paso 3 – Acondicionamiento.

Como se mencionó en el capítulo anterior, el acondicionamiento posterior al proceso de electrólisis consiste en purificar el hidrógeno de acuerdo a la pureza necesaria acorde al uso final que tendrá. Es posible definir distintos niveles de pureza según el destino que tendrán las moléculas de hidrógeno. El proceso de acondicionamiento elimina trazas de agua, oxígeno y electrolitos utilizados en el electrolizador. Por otra parte, hay que recordar que la purificación del oxígeno resultante del proceso se realiza en un reactor catalítico rico en platino y para la eliminación de agua se emplean lechos absorbentes con estructuras porosas de óxido de aluminio y sílice, que extraen la humedad del gas que fluye. Si bien desde un punto de vista financiero contable no se entrará en detalle respecto al funcionamiento técnico de estos procesos, el autor considera importante tener en cuenta la depreciación de las maquinarias y equipos utilizados en este proceso, basados en toda la normativa internacional contable referenciada al momento de efectuar el análisis del paso 2.

5.2.5 Análisis del Paso 4 – Almacenamiento.

Respecto a los componentes del costo para el paso 4, almacenamiento, dependiendo de la composición que tenga el hidrógeno, es posible utilizar diferentes tecnologías de compresores. Sin perjuicio de lo anterior, se necesitan equipos específicos que permitan contener el hidrógeno ya sea en su estado líquido o gaseoso. Desde un punto de vista contable, no existe mayor relevancia sobre que tratamiento aplicar a los equipos almacenadores. Basta con obtener los datos de vida útil respectivos e incluir dentro del costo de producción, la depreciación correspondiente de dichos equipos, basado en la normativa contable ya mencionada en párrafos anteriores.

Algo interesante para tener en consideración. El párrafo 16 de la NIC 2 da ejemplos de valores excluidos del costo de los inventarios, los cuales deben ser reconocidos como gastos del periodo en el que se incurren. Dentro de estos ejemplos hace referencia a “los costos de almacenamiento, a menos que sean necesarios en el proceso productivo, previos a un proceso de elaboración ulterior”. Si analizamos este párrafo, podemos mencionar que el costo de almacenamiento sí pudiera formar parte del costo de los inventarios, dado que esta parte del proceso es necesario para la producción, puesto que si el hidrógeno no se almacenara, perdería sus propiedades y lo haría inservible como producto final.

5.2.6 Análisis del Paso 5 – Transporte y distribución.

En cuanto a los componentes del costo para el paso 5, transporte y distribución, en general es bastante intuitivo considerar el costo del transporte y distribución; independiente del método que se utilice. El párrafo 15 de la NIC 2 señala expresamente que “Se incurrirán otros costos, en el costo de los inventarios, siempre que se hubiera incurrido en ellos para dar a los mismos su condición y ubicación actuales”. Por lo tanto, el entregar el producto al cliente en el lugar de retiro hace que dichos gastos formen parte del costo del inventario. Lo anterior no se limita al transporte propiamente tal, ya que si hubiere seguros involucrados, estos también debieran ser considerados en el costeo. Es importante tener un monitoreo constante de las unidades producidas y transportadas, a fin de asignar apropiadamente los costos correspondientes a las cantidades transportadas, ya que no solo desde un punto de vista contable es relevante para la preparación de los estados financieros, sino que también desde un punto de vista financiero permite evaluar de mejor manera el comportamiento del costo unitario de producción, los costos marginales y el *LCOH*.

5.2.7 Análisis del Paso 6 – Reconversión.

Por el lado del paso 6, reconversión, el hecho de tener que modificar nuevamente la composición del hidrógeno que se ha transportado, en base a las conveniencias del uso definitivo que se le dará, hace interesante analizar desde un punto de vista financiero el cómo incorporar al costeo de producción, este paso de reconversión. Aquí volveremos a referenciar al párrafo 15 de la NIC 2, solo que se mencionará la continuación de lo indicado en el párrafo anterior: “Por ejemplo, podrá ser apropiado incluir, como costo de los inventarios, algunos costos indirectos no derivados de la producción, o los costos del diseño de productos para clientes específicos”. Dado que el mercado del hidrógeno verde actualmente se encuentra en proceso de desarrollo y los clientes en general poseen propósitos específicos para el uso del hidrógeno, es posible que la reconversión del hidrógeno tengan características especiales, las cuales podrían implicar un desarrollo adicional para su funcionamiento. En este caso, amparados en la norma contable referenciada previamente, podríamos considerar dichos costos como parte de la producción.

De acuerdo a la explicación del proceso de reconversión mencionado en el capítulo anterior, debemos tener en consideración desde qué forma química se encuentra el hidrógeno y a qué otra forma química queremos llevarlo (líquido a gaseoso o viceversa). En ese sentido, todos los insumos y equipos que se requieran para realizar estas reconversiones deben formar parte del costo de producción, ya sea a través de costos directos (insumos) o como depreciación de los equipos.

Finalmente, respecto a la comercialización como tal, el párrafo 16 de la NIC 2 deja expresamente fuera del costo de los inventarios, los gastos de venta. Adicionalmente, vale mencionar que tampoco formarán parte del costo de producción los costos indirectos de administración que no hayan contribuido a dar a los inventarios su condición y ubicación actuales. Por lo tanto, estos importes deberán ser reconocidos como gastos del periodo en el que se incurren.

5.2.8 Control del inventario de hidrógeno verde.

Un punto preponderante para analizar es ciertamente, como controlar el inventario del hidrógeno verde. Si consideramos que se mantiene almacenado hasta su transporte y comercialización, por sus características es posible conservarlo tanto en estado líquido como gaseoso; en este sentido, lo más adecuado desde el punto de vista de este investigador sería preparar “tarjetas de existencias” para cada forma sobre la cual se almacena el hidrógeno verde. En base a esto, se sugiere contar con un sistema ERP (*Enterprise Resourcing Planning* - en español, Planificación de recursos empresariales) integral que permita mantener de manera controlada la producción y asignación de costos correspondientes en cada fase del proceso productivo. Ahora bien, si recordamos el párrafo 23 de la NIC 2, tenemos que “El costo de los inventarios de productos que no son habitualmente intercambiables entre sí, así como de los bienes y servicios producidos y segregados para proyectos específicos, se determinará a través de la identificación específica de sus costos individuales”. De acuerdo al análisis que se realizó al comienzo de este capítulo, se determinó que el hidrógeno verde es un bien intercambiable y que por ende se deben distribuir todos los costos asociados en las unidades producidas. Sobre esto, el párrafo 25 de la misma norma señala que “El costo de los inventarios, distintos de los tratados en el párrafo 23, se asignará utilizando los métodos de primera entrada primera salida (*the first in, first out, FIFO*, por sus siglas en inglés) o costo promedio ponderado. Una entidad utilizará la misma fórmula de costo para todos los inventarios que tengan una naturaleza y uso similares. Para los inventarios con una naturaleza o uso diferente, puede estar justificada la utilización de fórmulas de costo distintas”.

Por lo tanto, para efectos de calcular y controlar el costo de las unidades de hidrógeno producidas, al no encontrarse incluidas dentro del párrafo 23 por ser productos intercambiables entre sí, se debiera utilizar el método *FIFO* o Costo promedio ponderado.

Ahora que ya se analizó a profundidad de manera técnica, tanto el proceso completo de producción del hidrógeno verde, la valorización desde un punto de vista financiero (*LCOH*) y la normativa contable referente, a continuación se desarrollará una guía con un caso práctico donde se aplicarán todos los conocimientos mencionados hasta ahora.

Capítulo 6. Guía de aplicación del tratamiento contable del hidrógeno verde

Para efectos de esta guía de aplicación, todos los datos, lugares, situaciones y montos que se presentan son supuestos que se utilizan para fines específicos de este caso práctico y no se relacionan con parámetros concretos.

6.1 Antecedentes.

El caso que se va a considerar en esta oportunidad es de la empresa ABC, un vehículo de inversión que pertenece al Holding DEF creado específicamente para este proyecto y que ha financiado con recursos propios la construcción de una planta de hidrógeno verde que se ubica en la comuna XYZ en el sector austral de Chile.

La estrategia de producción de hidrógeno verde que planea utilizar la empresa ABC es utilizar como energía base para el funcionamiento del electrolizador, un parque eólico que pertenece a la empresa OOO. Esta empresa no es relacionada de ABC, pero sus propietarios han trabajado anteriormente en otros proyectos y la relación es bastante buena, por lo que deciden firmar un contrato privado de inyección de electricidad provista 100% del parque eólico que se encuentra a 3 kilómetros de distancia de donde se espera construir la planta de hidrógeno.

Luego de que los estudios de factibilidad y permisos correspondientes han sido otorgados, la planta de hidrógeno comienza finalmente su construcción, con fecha 1 de enero de 2023.

Producto de lo anterior, el área técnica ha proporcionado al departamento de contabilidad de ABC el siguiente listado con los costos incurridos a la fecha.

- Estudios de suelo y factibilidad técnica: USD 300.000
- Estudio ambiental y gestiones para obtener la RCA: USD 200.000
- 1 Electrolizador PEM: USD 4.000.000, el área técnica ha informado que tiene una vida útil de 15 años.
- 4 Almacenadores: USD 2.000.000 (USD 500.000 cada uno), el área técnica ha informado que cada almacenador tiene una capacidad de almacenamiento total de 50.000 toneladas.
- Construcción de la estructura e inmuebles donde estarán posicionados los equipos: USD 5.000.000, el área técnica ha informado que la construcción está pensada para durar 15 años.

La sociedad ABC ha suscrito un contrato de suministro eléctrico con la empresa OOO, quien se compromete a entregar energía eólica mensualmente a un valor de USD 0.3/kgH₂. El contrato especifica que el 100% de la energía proporcionada debe provenir de fuentes eólicas y entrega un certificado que respalda este antecedente. El contrato tiene una vigencia de 15 años sin posibilidad de salida intermedia entre las partes. Posterior a los 15 años, las partes tendrán el derecho de renovar el contrato a condiciones que serán evaluadas a partir de 1 año antes del vencimiento.

La línea de transmisión entre el parque eólico y la planta de hidrógeno verde es por cuenta de la empresa ABC y el costo de ésta ascendió a USD 1.500.000, el área técnica ha informado que esta línea tiene una vida útil de 15 años.

Adicionalmente, ABC ha suscrito un contrato de concesión marítima con el Estado de Chile para utilizar agua de mar de la comuna XYZ, dicha concesión tiene un plazo de 15 años renovables, por un total de USD 2.000.000 los cuales son pagados en cuotas anuales.

Por otra parte, ABC ha suscrito un contrato de concesión onerosa con el Estado de Chile por el terreno donde se construirá la planta de Hidrógeno Verde, dicha concesión tiene un plazo de 15 años renovables, por un total de USD 5.000.000 los cuales son pagados en cuotas anuales.

El objetivo comercial de ABC es exportar hidrógeno verde gaseoso al puerto de Amberes, en Bélgica, donde se espera que sea utilizado como celdas de combustible para la movilización de trenes eléctricos que transitarán por toda Europa. Al momento de presentar el proyecto ante los entes reguladores locales, ABC se ha comprometido a vender a 1,5 USD / kgH₂. Se asume que todo lo que se produce, se venderá dentro del año en curso, por lo que no se reconocerá stock de inventario al término de cada periodo anual.

Dado que el agua que proviene del mar, no se encuentra en condiciones como tal para ser utilizada en el proceso de electrólisis, debe pasar por un proceso previo de desalinización y purificación. Este costo asciende a 0,01 USD / kgH₂.

Los costos operativos (*OPEX*), que incluyen mano de obra, mantenciones menores y otros asociados a la planta son de USD 600.000 anuales.

Basados en los estudios ambientales, de factibilidad técnica y operativos, ABC ha determinado que tiene la capacidad de producir la siguiente cantidad de hidrógeno verde al año.

Años	Ton
1	3.000
2	2.996
3	3.150
4	2.874
5	3.105
6	2.941
7	2.874
8	3.214
9	3.150
10	3.240
11	3.110
12	3.402
13	3.450
14	3.511
15	3.641

Tabla 6: Elaboración propia, producción de hidrógeno verde anual para el caso de estudio.

Para efectos de simplificar el ejercicio, se asume que la producción presentada en el cuadro anterior es la real. Sin perjuicio de lo anterior, en un caso verídico se deberá tener en consideración que existen factores externos que pueden afectar la producción del hidrógeno verde, como por ejemplo la capacidad del viento o del sol. Al momento de modelar, se estima un factor de capacidad, que no se utilizará en esta guía puesto que los datos de producción real están dados.

Los costos de acondicionamiento del hidrógeno, posterior al proceso de electrólisis ascienden anualmente a USD 0,05/KgH₂

Los costos de transporte del hidrógeno producido desde la planta ubicada en la comuna XYZ de la zona austral de Chile hacia Amberes, incluyendo los seguros asociados, asciende a USD 0,1/KgH₂

Por el uso que se le dará al hidrógeno verde en el destino, no será necesario realizar el proceso de reconversión.

Se ha determinado que la tasa de descuento del proyecto es de 3% anual.

La sociedad ABC realiza sus registros contables en dólares estadounidenses, se encuentra autorizada por el Servicio de Impuestos Internos.

La fecha de puesta en marcha del proyecto es 1 de enero de 2024.

Considerando que no hay certeza de que si esta industria contará o no con beneficios tributarios, o si tendrá un sistema tributario particular, además de no ser el enfoque de esta investigación, para efectos de simplicidad, no se considerará ningún efecto impositivo en este caso de estudio.

Se pide:

1. Determinar el *LCOH* del Proyecto.
2. Margen de utilidad financiera por kgH₂
3. Proyectar estado de situación financiera y estado de resultados integrales por los próximos 15 años.

6.2 Desarrollo.

Para comenzar, es importante desglosar los antecedentes y con ello identificar de mejor manera los componentes que se utilizarán en el análisis. Todos los montos presentados se encuentran en dólares estadounidenses.

Estudio de suelo y factibilidad técnica	300.000
Estudio ambiental y gestiones para obtener la RCA	200.000
Electrolizador PEM	4.000.000, V.U. 15 años
Almacenadores	2.000.000, V.U. 50.000 toneladas
Construcción de la estructura y equipos	5.000.000, V.U. 15 años
Línea de transmisión	1.500.000, V.U. 15 años
Suministro eléctrico (500 MW mensuales)	0,3 KgH ₂
Concesión marítima	2.000.000, Cuota anual por 15 años.
Concesión onerosa	5.000.000, Cuota anual por 15 años.
Desalinización y purificación del agua	0,01 KgH ₂
OPEX	600.000 anuales
Costos de transporte y seguros	0,1 KgH ₂
Acondicionamiento del hidrógeno post electrólisis	0,05 KgH ₂
Valor de venta	1,5 KgH ₂

También están dados los datos de la producción anual, lo cual es fundamental ya que muchos de los costos de operación, mantenimiento y transporte están condicionados a la cantidad de hidrógeno producida.

Considerando que estos costos están expresados en KgH₂, convertiremos las toneladas a kilogramos para así homologar el cálculo.

Años	Ton	Kg
1	3.000	3.000.000
2	2.996	2.996.000
3	3.150	3.150.000
4	2.874	2.874.000
5	3.105	3.105.000
6	2.941	2.941.000
7	2.874	2.874.000
8	3.214	3.214.000
9	3.150	3.150.000
10	3.240	3.240.000
11	3.110	3.110.000
12	3.402	3.402.000
13	3.450	3.450.000
14	3.511	3.511.000
15	3.641	3.641.000

Tabla 7: Elaboración propia, conversión de la producción anual de hidrógeno verde a kilogramos para el caso de estudio.

Uno de los requerimientos del ejercicio es determinar el *LCOH* del proyecto y para ello recordaremos la fórmula, que básicamente nos indica que debemos proyectar todos los flujos y la producción estimada y traerlos a valor presente para así poder determinar el cociente entre ambos y obtener el costo nivelado del hidrógeno verde.

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Costos en periodo } t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Producción de H}_2 \text{ en } t}{(1+r)^t}}$$

El proyecto indica que la construcción e implementación de la planta de hidrógeno verde tardará un año y para ello se incurren en una serie de costos, los cuales son los que indicamos anteriormente, es decir:

Estudio de suelo y factibilidad técnica	300.000
Estudio ambiental y gestiones para obtener la RCA	200.000
Electrolizador PEM	4.000.000, V.U. 15 años
Almacenadores	2.000.000, V.U. 50.000 toneladas
Construcción de la estructura y equipos	5.000.000, V.U. 15 años
Línea de transmisión	1.500.000, V.U. 15 años

Por lo tanto, se incurrieron en USD 13.000.000 que fueron pagados antes de la operación de la planta, es decir en el año 0, de ahí y en adelante hay una serie de costos y gastos que deben ser proyectados para traerlos a valor presente y hacer el cálculo del *LCOH*.

La fórmula del *LCOH* indica que tanto los costos como la producción deben ser traídas a valor presente, por lo que tomando en consideración la tasa anual del 3% dada por el enunciado, la proyección de los costos por los próximos 15 años de operación se presentan de acuerdo a Tabla 8 a continuación.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	(Construccion)															
Estudio de suelo y factibilidad tecnica	300.000															
Estudio ambiental y gestiones para obtener la RCA	200.000															
Electrolizador	4.000.000															
Almacenadores	2.000.000															
Construccion de la estructura y equipos	5.000.000															
Linea de transmision	1.500.000															
Costo de electricidad base		900.000	898.800	945.000	862.200	931.500	882.300	862.200	964.200	945.000	972.000	933.000	1.020.600	1.053.300	1.053.300	1.092.300
Concesion maritima		133.333	133.333	133.333	133.333	133.333	133.333	133.333	133.333	133.333	133.333	133.333	133.333	133.333	133.333	133.333
Concesion onerosa		333.333	333.333	333.333	333.333	333.333	333.333	333.333	333.333	333.333	333.333	333.333	333.333	333.333	333.333	333.333
OPEX		600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
Costos de transporte y seguros		300.000	299.600	315.000	287.400	310.500	294.100	287.400	321.400	315.000	324.000	311.000	340.200	345.000	351.100	364.100
Desalinizacion y purificacion del agua		30.000	29.960	31.500	28.740	31.050	29.410	28.740	32.140	31.500	32.400	31.100	34.020	34.500	35.110	36.410
Acondicionamiento del hidrogeno post electrolisis		150.000	149.800	157.500	143.700	155.250	147.050	143.700	160.700	157.500	162.000	155.500	170.100	172.500	175.550	182.050
Total	13.000.000	2.446.667	2.444.827	2.515.667	2.388.707	2.494.967	2.419.527	2.388.707	2.545.107	2.515.667	2.557.067	2.497.267	2.631.587	2.671.967	2.681.727	2.741.527
Flujo descontado	13.000.000	2.375.405	2.304.484	2.302.191	2.122.335	2.152.180	2.026.315	1.942.237	2.009.131	1.928.049	1.902.698	1.804.079	1.845.742	1.819.479	1.772.937	1.759.682

Tabla 8: Elaboración propia, tabulación de los flujos de caja proyectados y descontados para el caso de estudio.

Los flujos descontados se pueden obtener simplemente aplicando la formula del valor presente considerando cada sumatoria de costos anuales, y al obtener la sumatoria de estos montos descontados, tenemos que el total asciende a USD 43.066.943

De igual manera, la producción anual se deberá traer a valor presente utilizando la formula (1) y quedan de la siguiente manera:

Años	Ton	Kg	Descontado
1	3.000	3.000.000	2.912.621
2	2.996	2.996.000	2.824.017
3	3.150	3.150.000	2.882.696
4	2.874	2.874.000	2.553.512
5	3.105	3.105.000	2.678.400
6	2.941	2.941.000	2.463.041
7	2.874	2.874.000	2.336.825
8	3.214	3.214.000	2.537.161
9	3.150	3.150.000	2.414.213
10	3.240	3.240.000	2.410.864
11	3.110	3.110.000	2.246.730
12	3.402	3.402.000	2.386.094
13	3.450	3.450.000	2.349.282
14	3.511	3.511.000	2.321.185
15	3.641	3.641.000	2.337.019

Tabla 9: Elaboración propia, tabulación de la producción anual de hidrógeno, traídos a valor presente

La sumatoria de producción descontada asciende a 37.653.662 KgH₂

6.2.1 Cálculo del LCOH.

Ahora que ambos cuocientes de la formula han sido determinados, es posible determinar el costo nivelado del hidrógeno.

Sumatoria del valor presente de los costos incurridos en cada periodo del proyecto: USD 43.066.943

Sumatoria del valor presente de la producción en cada periodo anual del proyecto: 37.653.662 kgH₂

LCOH: 1,14 USD kgH₂

6.2.2 Margen de utilidad financiera por KgH₂.

Obteniendo el *LCOH*, determinar el margen de utilidad financiera es bastante sencillo, dado que el precio de venta ya está dado desde el inicio, puesto que hay un contrato a largo plazo con el comprador en Europa, que es de USD 1,5 KgH₂. Por lo tanto, solo queda restar ambos valores y tendremos que el margen de producción es de **0,36 USD kgH₂**

Finalizando con el ejercicio de aplicación, queda la tercera parte que es, proyectar los estados financieros por los 15 años que dura el proyecto.

6.2.3 Proyección de Estado de situación financiera y Estado de resultados integrales por los próximos 15 años.

Antes de comenzar con el desarrollo de esta proyección, hay que mencionar que las normas IFRS no permiten realizar “contabilización de cosas futuras”, sino que de hechos económicos pasados. Sin embargo, la NIC 36, para efectos de medir el “valor en uso” de los activos sujetos a deterioro, habla dentro de sus bases, la estimación de flujos de efectivo futuros. Por lo que esta proyección podría complementar dicho análisis en rigor.

Al haber analizado cada componente del enunciado, se puede concluir que hay al menos 5 aspectos relevantes a considerar, partiendo por el reconocimiento inicial de activos y pasivos.

Reconocimiento inicial:

Primero que todo, como ninguna empresa puede funcionar sin recursos económicos, es necesario reconocer el capital aportado del accionista DEF, por \$15.000.000. No hay mucho que comentar sobre este asunto.

Por otra parte, dentro de este apartado, es de suma importancia determinar de acuerdo a las *IFRS*, que elementos compondrán el rubro de Propiedad, Planta y Equipo (PPyE), ya que es el elemento más significativo, dado que la industria a analizar corresponde a la producción de hidrógeno verde, donde la inversión inicial en maquinaria y equipos atingentes son de un valor material dentro de los estados financieros de esta compañía.

Con relación a los antecedentes mencionados, formarían parte de PPyE los siguientes elementos:

- Estudio de suelo y factibilidad técnica: USD 300.000
- Estudio ambiental y gestiones para obtener la RCA: USD 200.000

- Electrolizador PEM: USD 4.000.000
- Almacenadores: USD 2.000.000
- Construcción de la estructura y equipos: USD 5.000.000
- Línea de transmisión: USD 1.500.000

La sumatoria de estos componentes es de USD 13.000.000

Por otra parte, hay un par de elementos que si bien formaron parte de la inversión inicial, de acuerdo con la NIC 38, corresponden a activos intangibles. Estas son las concesiones marítimas y onerosas, el detalle es el siguiente:

- Concesión marítima: \$2.000.000
- Concesión onerosa: \$5.000.000

En este sentido, los asientos contables serán los siguientes:

Efectivo y equivalente	15.000.000	
Capital		15.000.000
(Aporte de Capital del Accionista DEF)		
<hr/>		
Propiedad, Planta y Equipo	13.000.000	
Efectivo y equivalente		13.000.000
(Reconocimiento inicial de costos pagados durante la construcción de PPE - NIC 16)		
<hr/>		
Activos Intangibles	7.000.000	
Pasivo por concesión marítima		2.000.000
Pasivo por concesión onerosa		5.000.000
(Reconocimiento inicial concesiones – NIC 38)		

Figura 9: Elaboración propia, asientos contables de reconocimiento inicial de activos y pasivos para el caso de estudio.

Con esto concluimos los ajustes contables del año 0. Dado que los activos aún no están disponibles para ser utilizados, no se reconoce depreciación ni amortización en el periodo, sino que a partir desde que comienza la producción como tal (año 1).

Año 1 – Operación

Ahora que la planta de hidrógeno verde se encuentra activa y funcional, corresponde determinar las cuotas anuales de depreciación y amortización, según los antecedentes señalados previamente, podemos determinar que los montos a considerar son los siguientes:

- Estudio de suelo y factibilidad técnica: \$20.000
- Estudio ambiental y gestiones para obtener la RCA: \$13.333
- Electrolizador PEM: \$266.667
- Construcción de la estructura y equipos: \$333.333
- Línea de transmisión: \$100.000
- Almacenadores: Considerando que la vida útil de los almacenadores está determinada por la cantidad de hidrógeno producido y almacenado, las cuotas anuales no son lineales, sino que van en función de la producción propiamente tal. Con esto, haciendo una regla de tres simple, podemos obtener las cuotas anuales de depreciación de almacenadores. Se presentan a continuación.

Años	Dep. Anual
1	120.000
2	119.840
3	126.000
4	114.960
5	124.200
6	117.640
7	114.960
8	128.560
9	126.000
10	129.600
11	124.400
12	136.080
13	138.000
14	140.440
15	145.640

Tabla 10: Elaboración propia, tabulación de las depreciaciones anuales para los almacenadores de acuerdo al caso de estudio.

Una vez obtenidos los datos individuales de cada componente sujeto a depreciación, se procede a realizar la sumatoria de todos estos y obtendremos los siguientes montos totales por año.

Años	Dep. Anual
1	853.333
2	853.173
3	859.333
4	848.293
5	857.533
6	850.973
7	848.293
8	861.893
9	859.333
10	862.933
11	857.733
12	869.413
13	871.333
14	873.773
15	878.973

Tabla 11: Elaboración propia, tabulación de las depreciaciones anuales totales de acuerdo al caso de estudio.

Como se comentó en el capítulo 5 de esta investigación, de acuerdo a NIC 2, todos estos elementos pasan a formar parte del costo directo del hidrógeno verde producido, por lo tanto, para efectos de estados financieros, la depreciación calculada previamente formará parte del rubro costo de ventas.

Un análisis similar podemos aplicar para efectos de los activos intangibles por las concesiones. Dado que estas fueron obtenidas necesaria y exclusivamente para la producción de hidrógeno verde, en rigor forman parte del costo del proceso productivo. Por lo tanto, la depreciación de estos activos también es parte del rubro costo de ventas en el estado de resultados integrales. En el ejercicio se indica que la concesión marítima fue obtenida por un total de 15 años a un valor de USD 2.000.000, la cual deberá ser pagada en cuotas anuales iguales. Condición similar para la concesión onerosa, donde el valor es de USD 5.000.000 por un total de 15 años también.

En base a lo anterior, el cálculo de la amortización anual sería la siguiente:

Concesión marítima : $2.000.000/15 = 133.333$

Concesión onerosa : $5.000.000/15 = 333.333$

Realizando la sumatoria de ambos cánones de amortización, el monto anual a considerar para el costo de ventas asciende a USD 466.667. Como los pagos también son anuales, el pasivo reconocido al principio disminuye en la misma cuantía.

Reconocimiento de costos operativos.

Ahora que estamos parados en el primer año de operación de la planta, hay ciertos costos y gastos operativos que permiten el funcionamiento de la misma. Como fue señalado en los capítulos anteriores, existen diferentes elementos que forman parte de los costos directos e indirectos de la producción. De acuerdo a los antecedentes proporcionados en este caso de estudio tenemos los siguientes:

Costo de electricidad base, el cual es necesario para el funcionamiento de la maquina electrolizadora y que debe provenir 100% de energías renovables, es decir el Paso 1 del proceso productivo. Según el enunciado, esta electricidad es provista por la empresa OOO a un valor de USD 0.3/kgH₂. Por lo tanto, dado que los datos de producción anuales ya están dados, es posible determinar el costo anual de la energía utilizada multiplicando simplemente los USD 0,3 a cada dato anual de producción de kgH₂.

Desalinización y purificación del agua, la cual es necesaria para que durante la electrólisis, las partículas de hidrógeno y oxígeno obtenidas tengan un alto grado de pureza para el uso al que están destinados, es decir el Paso 2 del proceso productivo. En base a los datos del enunciado, este costo asciende a USD 0,01/kgH₂ y al igual que el costo de electricidad, podemos determinar el monto anual de este elemento tomando los datos de producción dados.

Acondicionamiento del hidrógeno post electrólisis: Siguiendo con los pasos del proceso productivo, recordemos que posterior a la electrólisis en la que se separan las moléculas de hidrógeno y oxígeno a partir del agua, del hidrógeno resultante, es muy posible que aun desalinizando y purificando el agua, queden restos de minerales u otros elementos que sean indeseados para el nivel de pureza que debe obtener el hidrógeno para ser utilizado en los diversos medios para los que fue presupuestado. Por esto, es necesario el acondicionamiento post electrólisis (Paso 3). El enunciado de este ejercicio nos indica que USD 0,05/KgH₂ y al igual que los componentes de los pasos anteriores, podemos determinar el costo anual en base a la producción proyectada.

El costo del almacenamiento (Paso 4) ya fue determinado previamente a través de la depreciación de los almacenadores.

Transporte y seguros: Sabemos que el hidrógeno verde que se está produciendo en esta planta ficticia de estudio será enviada al puerto de Amberes en Bélgica para su utilización como combustible en trenes eléctricos que transitarán por toda Europa, se incluye dentro del proceso el transporte del hidrógeno verde desde Chile a Bélgica. Este costo ya está dado en el enunciado y corresponde al Paso 5 del proceso productivo, ascendiendo a USD 0,1/KgH₂. Como estos costos también están en función de la producción, podemos estimarlos anualmente de la misma manera que los pasos anteriores.

Como para este caso de estudio no se requiere reconversión (Paso 6 del proceso), no se asignarán costos por este concepto.

La Tabla 12 más adelante presenta los montos de cada elemento del costo de ventas anuales, si bien se han determinado los elementos del costo de producción de hidrógeno verde, hay otros aspectos que también se encuentran presentes en el proceso, pero que no forman parte de manera directa. Nos referimos a los *OpEx (Operational Expenses)*, estos gastos principalmente consideran, mantenciones menores, limpieza, servicios administrativos y otros. Para efectos del ejercicio, están valorizados en USD 600.000 anuales fijos. Estos no forman parte del costo de ventas y para efectos de presentación en los estados financieros, formarán parte de los “Gastos de administración y ventas”.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Costo de electricidad base	900.000	898.800	945.000	862.200	931.500	882.300	862.200	964.200	945.000	972.000	933.000	1.020.600	1.053.300	1.053.300	1.092.300
Desalinizacion y purificacion del agua	30.000	29.960	31.500	28.740	31.050	29.410	28.740	32.140	31.500	32.400	31.100	34.020	34.500	35.110	36.410
Acondicionamiento del hidrogeno post electrolisis	150.000	149.800	157.500	143.700	155.250	147.050	143.700	160.700	157.500	162.000	155.500	170.100	172.500	175.550	182.050
Depreciacion anual	853.333	853.173	859.333	848.293	857.533	850.973	848.293	861.893	859.333	862.933	857.733	869.413	871.333	873.773	878.973
Amortizacion activos por derecho de uso	466.667	466.667	466.667	466.667	466.667	466.667	466.667	466.667	466.667	466.667	466.667	466.667	466.667	466.667	466.667
Transporte y seguros	300.000	299.600	315.000	287.400	310.500	294.100	287.400	321.400	315.000	324.000	311.000	340.200	345.000	351.100	364.100
Total costo de ventas	2.700.000	2.698.000	2.775.000	2.637.000	2.752.500	2.670.500	2.637.000	2.807.000	2.775.000	2.820.000	2.755.000	2.901.000	2.943.300	2.955.500	3.020.500

Tabla 12: Elaboración propia, tabulación de los componentes del costo de ventas para el ejercicio de aplicación.

Proyección de Estado de Situación y Estado de Resultados Integrales:

Ahora que se han determinado contablemente todos los aspectos de esta simulación en la industria del hidrógeno verde, para cumplir con el tercer pedido de la guía de aplicación, se procederá a proyectar el Estado de Situación Financiera y Estado de Resultados Integrales por los 15 años de funcionamiento del proyecto y el año de construcción de la planta de hidrógeno, que le llamaremos “Año 0”. (Ver Tabla 13 en siguiente página).

Como se puede apreciar, la utilidad acumulada del proyecto al término del año 15 de operación es de USD 20.639.700

6.2.4 Principales desafíos del ejemplo teórico.

A lo largo de este ejemplo teórico, hemos podido considerar diversos factores que permiten simular una producción de hidrogeno verde en un periodo de tiempo determinado. Sin embargo, en la práctica puede haber otros factores que no se han considerado y que pudieran ser desafíos al momento de encontrarse en un caso real.

Dentro de estos factores podemos señalar los siguientes:

- La producción de hidrogeno verde se asumió como un dato dado, sin embargo ésta es difícil de asumir dado que depende en gran relevancia de factores externos no controlables, como por ejemplo, las condiciones climáticas. Por ejemplo, que los rayos de luz solar no sean suficientes o que la potencia del viento no sea la necesaria para que las aspas eólicas puedan girar con la fuerza necesaria.
- Impacto medioambiental: De por sí, una planta de hidrogeno verde (o de producción de cualquier energía en general), conlleva un impacto medioambiental importante, que va de la mano con el aspecto sociocultural de donde se pretende operar. Existen casos emblemáticos donde la comunidad ha llevado abajo diversos proyectos energéticos (Alto Maipo, Patagonia sin represas) y es por esto por lo que las empresas deben tener la suficiente responsabilidad social realizar un trabajo previo con las comunidades locales y que permitan el desarrollo del sector objetivo.

Estado de Situación Financiera

Años:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Total
	(Construcción)																
Activos																	
Efectivo y equivalente	2.000.000	4.053.333	6.102.507	8.311.840	10.234.133	12.396.667	14.388.640	16.310.933	18.586.827	20.796.160	23.099.093	25.266.827	27.738.240	30.241.273	32.826.047	35.546.020	
Propiedad, Planta y Equipo	13.000.000	12.146.667	11.293.493	10.434.160	9.585.867	8.728.333	7.877.360	7.029.067	6.167.173	5.307.840	4.444.907	3.587.173	2.717.760	1.846.427	972.653	93.680	
Activo Intangible	7.000.000	6.533.333	6.066.667	5.600.000	5.133.333	4.666.667	4.200.000	3.733.333	3.266.667	2.800.000	2.333.333	1.866.667	1.400.000	933.333	466.667	-	
Total Activos	22.000.000	22.733.333	23.462.667	24.346.000	24.953.333	25.791.667	26.466.000	27.073.333	28.020.667	28.904.000	29.877.333	30.720.667	31.856.000	33.021.033	34.265.367	35.639.700	
Pasivos																	
Pasivo por concesion marítima	2.000.000	1.866.667	1.733.333	1.600.000	1.466.667	1.333.333	1.200.000	1.066.667	933.333	800.000	666.667	533.333	400.000	266.667	133.333	-	
Pasivo por concesion onerosa	5.000.000	4.666.667	4.333.333	4.000.000	3.666.667	3.333.333	3.000.000	2.666.667	2.333.333	2.000.000	1.666.667	1.333.333	1.000.000	666.667	333.333	-	
Total Pasivos	7.000.000	6.533.333	6.066.667	5.600.000	5.133.333	4.666.667	4.200.000	3.733.333	3.266.667	2.800.000	2.333.333	1.866.667	1.400.000	933.333	466.667	-	
Patrimonio																	
Capital	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	
Resultados Acumulados	-	1.200.000	2.396.000	3.746.000	4.820.000	6.125.000	7.266.000	8.340.000	9.754.000	11.104.000	12.544.000	13.854.000	15.456.000	17.087.700	18.798.700	20.639.700	
Total Patrimonio	15.000.000	16.200.000	17.396.000	18.746.000	19.820.000	21.125.000	22.266.000	23.340.000	24.754.000	26.104.000	27.544.000	28.854.000	30.456.000	32.087.700	33.798.700	35.639.700	
Estado de Resultados Integrales																	
Ventas		4.500.000	4.494.000	4.725.000	4.311.000	4.657.500	4.411.500	4.311.000	4.821.000	4.725.000	4.860.000	4.665.000	5.103.000	5.175.000	5.266.500	5.461.500	71.487.000
Costo de Ventas		-2.700.000	-2.698.000	-2.775.000	-2.637.000	-2.752.500	-2.670.500	-2.637.000	-2.807.000	-2.775.000	-2.820.000	-2.755.000	-2.901.000	-2.943.300	-2.955.500	-3.020.500	-41.847.300
Margen Operativo		1.800.000	1.796.000	1.950.000	1.674.000	1.905.000	1.741.000	1.674.000	2.014.000	1.950.000	2.040.000	1.910.000	2.202.000	2.231.700	2.311.000	2.441.000	29.639.700
Gastos de administración y ventas		-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-9.000.000
Utilidad antes de impuestos		1.200.000	1.196.000	1.350.000	1.074.000	1.305.000	1.141.000	1.074.000	1.414.000	1.350.000	1.440.000	1.310.000	1.602.000	1.631.700	1.711.000	1.841.000	20.639.700

Tabla 13: Elaboración propia, proyección de Estado de Situación Financiera y Estado de Resultados Integrales para efectos de la guía de aplicación.

Capítulo 7: Conclusiones y reflexiones

A lo largo de este trabajo hemos podido conocer sobre el concepto de hidrógeno verde, sus usos y aplicaciones, proceso productivo, valorización, contabilización y presentación en los estados financieros.

En relación con el aspecto financiero, pudimos percatarnos que hay diferencias considerables al momento de determinar rentabilidad del proyecto desde un punto de vista financiero (*LCOH*) y la visión contable. Si volvemos al caso de estudio, se había determinado un *LCOH* de 1,14 kg/H₂, lo que traducía en un margen de utilidad de 0,36 kg/H₂. Al aplicar este factor a la producción proyectada y descontada a valor presente, significaría una utilidad de USD 13.413.550 hoy.

Por otra parte, la norma contable hace distinciones en el criterio y la temporalidad en que los flujos son llevados a un gasto en los estados financieros. Por ejemplo, la depreciación de las maquinarias y amortización de los derechos de uso son llevadas de manera lineal, o puede ser también en base a las unidades producidas; es decir hay diferentes criterios que hacen que los flujos descontados versus el devengo de ciertos montos a valores históricos generen distorsiones que no permitan que ambos aspectos sean comparables.

En la actualidad, si bien las normas contables en general abarcan una gran cantidad de los elementos que forman parte del proceso productivo del hidrógeno verde, hay otros que aun se encuentran en desarrollo, principalmente por el lado de los reportes de sostenibilidad y responsabilidad social empresarial. En la actualidad, el ISSB (*International Sustainability Standards Board*, perteneciente a la Fundación IFRS, al igual que el IASB – *International Accounting Standards Board*) ha publicado estándares de divulgación de información respecto a la sostenibilidad. Nos referimos al IFRS S1 y IFRS S2, en estos estándares, se apunta a una serie de requisitos para que las empresas revelen lo necesario de su negocio en cuanto a administración de riesgos y oportunidades basados en la sostenibilidad, además entrega lineamientos de como se debe preparar y revelar esta información para que sea útil al momento de la toma de decisiones por parte de los inversionistas. De acuerdo con el organismo internacional, estos estándares iniciarán su aplicación a partir del 1 de enero de 2024, pero no es obligatoria en Chile. Este puede ser un buen punto para considerar en una futura investigación.

Volviendo al caso de estudio, Se determinó que la utilidad financiera acumulada al término del proyecto (1 año de construcción y 15 años de operación) será de USD 20.639.700 en ese momento. Importante

considerar que para efectos de determinar la utilidad contable, se utilizaron los datos de producción real y no los descontados.

Sin embargo, un aspecto interesante es que si a la utilidad contable la traemos a valor presente asumiendo el 3% del ejercicio y a los 15 años del proyecto, obtenemos una utilidad de USD 13.247.838, es decir solo USD 165.712 de diferencia con el *LCOH*, equivalente a un 1,24% del total. Lo anterior nos dice que ambas metodologías son igual de válidas al momento de calificar un proyecto y permiten entregar resultados fiables al inversionista.

Hay que recordar que la contabilidad registra hechos económicos pasados y reales, pero si hacemos un ejercicio simulando un modelo financiero tomando como estándar las NIIF, definitivamente podemos tener una aproximación razonable que, si los supuestos son homogéneos, tender a converger con la metodología del *LCOH*.

En todo caso, se sugiere que las evaluaciones se hagan de manera complementaria y no dejar una metodología de lado por sobre la otra. Es posible que producto de los supuestos de vida útiles o que la tasa de descuento utilizadas sean distorsionadas de la realidad, claramente podemos encontrar diferencias importantes al momento de haber finalizado el proyecto y los *stakeholders* podrían llevarse alguna sorpresa respecto a las estimaciones iniciales.

Este trabajo constituye un buen punto de partida para lectores que se estén introduciendo al mundo del hidrógeno verde, o bien para personas con más experiencia que no hayan tenido este enfoque del campo en la cual se han especializado. De igual manera, como fue mencionado en reiteradas ocasiones a lo largo de este trabajo, aún hay muchos asuntos que se deben zanjar desde un punto de vista regulatorio y operativo para que se pueda hacer una guía más completa en relación al aspecto financiero del hidrógeno verde.

Como el lector ha podido apreciar, este tema es algo que a nivel mundial tiene muy pocos años de desarrollo y a nivel nacional, menos aún. Producto de lo anterior, a la fecha de preparación de este trabajo hay muchos temas regulatorios y operativos que siguen pendientes por resolver. Las autoridades han estado en constantes mesas de trabajo con otras áreas del sector público y privado para llegar a los acuerdos que permitan desarrollar la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde según lo planificado, sin embargo, los desafíos que plantea esta incipiente industria no son menores y es por esto que se han involucrado autoridades incluso de otros países para formar alianzas con nuestro país, ya que existe la visión y potencial de que Chile es un pionero a nivel latinoamericano y se encuentra dentro de los líderes a nivel mundial en la producción de hidrógeno verde.

Algunos de los puntos que el autor considera importante profundizar en relación con el mercado de hidrógeno verde en Chile son los siguientes:

- Regulación del mercado energético nacional respecto al *input* de uso para funcionamiento de electrolizadores.
- Certificación de energías renovables para la producción de hidrógeno verde.
- Comercialización de hidrógeno verde, ¿Será a través de contratos privados solamente? ¿Existe la posibilidad de regular este mercado esto como un *commodity*? En este sentido, tal vez se tendría que considerar contabilidad de coberturas en esta industria.
- Impuestos, ¿Cuál será la estrategia de tributación que implementará el Estado de Chile para promover la inversión en la industria del hidrógeno verde?

Por otra parte, si bien los costos nivelados de hidrógeno verde (*LCOH*) que la ENHV había pronosticado en 2020 eran muy alentadores, con el transcurso de los años, la industria ha percibido que las estimaciones actuales están bastante más altas que lo esperado. Por ejemplo, (Anglo American, 2023) en su estudio “Valle de Hidrógeno Verde zona central de Chile” indica que para 2040, el *LCOH* presupuestado será de 4,5 kg/H₂ versus los 1,3 kg/H₂ de la ENHV. Dentro de las razones que explica las diferencias, el estudio señala que “La base de datos utilizada presenta valores de ingeniería y construcción reales de proyectos de hidrógeno verde de Anglo American” y “Los *LCOHs* decrecen a lo largo del tiempo principalmente por la reducción de costos de las tecnologías involucradas en la cadena de valor”.

Adicionalmente, el estudio en referencia señala algunas barreras que impiden el desarrollo eficiente de la industria, como por ejemplo:

- Largos tiempos de permisos para el despliegue de nuevas tecnologías e inversiones.
- Ausencia de regulación en segmentos de la cadena de valor, generando incertidumbre y por lo tanto un riesgo para potenciales inversionistas.
- Asimetría de información entre los diversos sectores involucrados.
- Falta de capital humano y profesionales especializados.
- Escasa comunicación a la población no especializada para impulsar la formación de una sociedad en pos del desarrollo del hidrógeno verde como una industria medular para el país.

Ante este escenario, es fundamental que los sectores políticos, el Estado y las empresas privadas puedan llegar a acuerdos regulatorios que permitan facilitar y fomentar la industria, ya que de lo contrario esto solo quedará en una buena idea, pero mal ejecutada.

Glosario

LCOH: *Levelised cost of hydrogen*, Costo nivelado del hidrógeno en español.

NIC: Normas Internacionales de Contabilidad.

NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera.

Corfo: Corporación de fomento de la producción.

ERNC: Energías Renovables No Convencionales.

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.

MW: Mega Watts.

KW: Kilo Watts.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

USD (US\$): dólar estadounidense.

USD/MWh: Valor en dólares estadounidenses por la cantidad de mega watts de energía producidos en una hora.

USD/KWh: Valor en dólares estadounidenses por la cantidad de kilo watts de energía producidos en una hora.

H₂: Nomenclatura química del hidrógeno.

NH₃: Nomenclatura química del amoníaco.

CAPEX: *Capital Expenditures*, Inversiones en bienes de capital.

OPEX: *Operative Expenditures*, Gastos de operación.

RCA: Resolución de Calificación Ambiental, autoriza a un proyecto a operar desde un punto de vista medioambiental.

Ton: Toneladas.

V.U.: Vida útil

Referencias

- Alianza de Hidrógeno Verde (AH2V) del Bío Bío y Universidad de Concepción . (21 de Julio de 2023). *Manual del Hidrógeno Verde*. Obtenido de https://www.ah2vbiobio.cl/wp-content/themes/lms_mooc/assets/Manual_Del_Hidr%C3%B3geno_Verde_Ah2VBiob%C3%ADo.pdf
- Alstom. (25 de Enero de 2021). *Galardón a Coradia iLint, el primer tren de hidrógeno del mundo*. Obtenido de Alstom: <https://www.alstom.com/es/press-releases-news/2021/1/galardon-coradia-ilint-el-primer-tren-de-hidrogeno-del-mundo>
- Anglo American. (Julio de 2023). Estudio Valle de Hidrógeno Verde zona central de Chile. Santiago, Chile.
- Banco Mundial. (29 de Junio de 2023). *Chile acelera la industria del hidrógeno verde con apoyo del Banco Mundial*. Obtenido de <https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2023/06/29/chile-to-accelerate-its-green-hydrogen-industry-with-world-bank-support>
- BBC. (31 de Marzo de 2021). *"Hidrógeno verde: 6 países que lideran la producción de una de las energías del futuro" (y cuál es el único latinoamericano)* ". Obtenido de BBC News Mundo: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-56531777>
- Comisión Nacional de Energía. (20 de Julio de 2023). *Energía Abierta*. Obtenido de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/06/RMensual_v202306.pdf
- Comisión Nacional de Energía. (21 de Julio de 2023). *Quiénes somos*. Obtenido de <https://www.cne.cl/quienes-somos/>
- Comisión Nacional de Energía. (21 de Julio de 2023). *Tarifificación*. Obtenido de <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (21 de Julio de 2023). *Objetivos y funciones*. Obtenido de <https://www.coordinador.cl/nosotros/objetivos-y-funciones/>
- Corporación de Fomento de la Producción. (20 de Abril de 2021). *Primer llamado para el financiamiento de proyectos de Hidrógeno Verde en Chile*. Obtenido de <https://www.corfo.cl/sites/cpp/hidrogeno-verde-chile#:~:text=En%20el%20marco%20de%20la,la%20reducci%C3%B3n%20de%20gases%20de>
- Enel Chile. (20 de Julio de 2023). *Planta Geotérmica Cerro Pabellón*. Obtenido de <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/nuestras-centrales/planta-geotermica-cerro-pabellon.html>
- Energía Estratégica. (20 de Julio de 2023). *Centrales Chile*. Obtenido de <https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2019/12/centrales-chile.pdf>
- Generadoras de Chile. (28 de Diciembre de 2021). *Hidrógeno verde: Corfo adjudica seis propuestas que atraerán inversiones por US\$1.000 millones*. Obtenido de

<http://generadoras.cl/prensa/hidrogeno-verde-corfo-adjudica-seis-propuestas-que-atraeran-inversiones-por-usdollar1000-millones>

- Generadoras de Chile. (20 de Julio de 2023). *Bioenergía*. Obtenido de <http://generadoras.cl/tipos-energia/bioenergia>
- Generadoras de Chile. (20 de Julio de 2023). *Energía Eólica*. Obtenido de <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-eolica>
- Generadoras de Chile. (20 de Julio de 2023). *Energía geotérmica*. Obtenido de <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-geotermica>
- Generadoras de Chile. (20 de Julio de 2023). *Energía Solar*. Obtenido de <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-solar>
- Generadoras de Chile. (20 de Julio de 2023). *Generación Eléctrica en Chile*. Obtenido de <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- Generadoras de Chile. (20 de Julio de 2023). *Generadoras de Chile*. Obtenido de Generadoras de Chile: <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- GiZ, Ministerio de Energía de Chile. (Noviembre de 2021). *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno*. Obtenido de <https://4echile.cl/publicaciones/libro-las-energias-renovables-no-convencionales-en-el-mercado-energetico-chileno-2020/>
- Gobierno de Chile. (Enero de 2017). *Ministerio de Energía*. Obtenido de Política Energética de Chile: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf
- Gobierno de Chile. (Noviembre de 2020). *Ministerio de Energía*. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- Gobierno de Chile. (16 de Marzo de 2021). *Chile firma memorándum de entendimiento con el puerto más grande de Europa para exportar hidrógeno verde*. Obtenido de Embajada de Chile en Países Bajos: [https://www.chile.gob.cl/paises-bajos/noticias/chile-firma-memorandum-de-entendimiento-con-el-puerto-mas-grande-de#:~:text=Este%20MDE%20tiene%20como%20objetivo,%2C%20principalmente%20al%20noroeste%20\(Alemania%2C](https://www.chile.gob.cl/paises-bajos/noticias/chile-firma-memorandum-de-entendimiento-con-el-puerto-mas-grande-de#:~:text=Este%20MDE%20tiene%20como%20objetivo,%2C%20principalmente%20al%20noroeste%20(Alemania%2C)
- Gobierno de Chile. (09 de Noviembre de 2021). *Chile firma MOU con dos puertos estratégicos de Europa para fomentar la producción de hidrógeno verde*. Obtenido de <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/chile-firma-mou-con-dos-puertos-estrategicos-de-europa-para-fomentar-la-produccion-de-hidrogeno-verde#:~:text=de%20hidr%C3%B3geno%20verde-,Chile%20firma%20MOU%20con%20dos%20puertos%20estrat%C3%A9gicos%20de%20Europa>
- Gobierno de Chile. (15 de Febrero de 2021). *Chile y Singapur suscriben un Memorándum de Entendimiento (MdE) para facilitar la cooperación en materia de Hidrógeno Verde*. Obtenido de Sección Consular de Chile en Singapur: <https://www.chile.gob.cl/singapur/noticias/chile-y->

- Misión Cavendish. (21 de Julio de 2023). *La cadena de valor del hidrógeno*. Obtenido de <https://misioncavendish.com/la-cadena-de-valor-del-hidrogeno/>
- Organización de Naciones Unidas. (20 de Julio de 2023). *Organización de Naciones Unidas*. Obtenido de Organización de Naciones Unidas: www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change
- Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos . (21 de Julio de 2023). *La Institución*. Obtenido de <https://panelexpertos.cl/la-institucion/>
- Servicio de Evaluación Ambiental. (Enero de 2022). *Criterio de evaluación en el SEIA: Introducción a proyectos de hidrógeno verde*. Obtenido de Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/criterio_de_evaluacion_en_el_seia.pdf
- Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental. (21 de Julio de 2023). *Registro de Resoluciones de Calificación Ambiental*. Obtenido de <https://snifa.sma.gob.cl/Instrumento>
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (21 de Julio de 2023). *Misión*. Obtenido de <https://www.sec.cl/area-sec/mision-2/>
- Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. (21 de Julio de 2023). Obtenido de www.tdlc.cl/el-tribunal-de-defensa-de-la-libre-competencia
- Vásquez, Rodrigo; Salinas, Felipe; y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH . (1 de Mayo de 2019). *GiZ*. Obtenido de 4echile.cl: <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/07/LIBRO-TECNOLOGIAS-H2-Y-PERSPECTIVAS-CHILE.pdf>