



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DISEÑO DE UNA RED DE CADENA DE SUMINISTRO DE HIDRÓGENO PARA EL
NORTE DE CHILE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CLAUDIO IGNACIO HABIB GONZÁLEZ

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JANNIK HAAS
RODRIGO MORENO VIEYRA

SANTIAGO DE CHILE
2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: CLAUDIO IGNACIO HABIB GONZÁLEZ
FECHA: 2022
PROFESOR GUÍA: RODRIGO PALMA BEHNKE

DISEÑO DE UNA RED DE CADENA DE SUMINISTRO DE HIDRÓGENO PARA EL NORTE DE CHILE

En esta memoria de título se propone un modelo que permite diseñar la cadena de suministro de hidrógeno a partir de una proyección de la demanda futura de energía y tomando en cuenta las condiciones específicas de la Región de Tarapacá. Se presenta un resumen exhaustivo de los antecedentes teóricos y técnicos sobre el desarrollo y uso del hidrógeno. A partir de la experiencia internacional se identifican opciones de diseño de una cadena de suministro de hidrógeno, las que junto a extensiones en la modelación, son integradas a una herramienta de planificación existente denominada LEELO. Corresponde a un modelo de optimización que determina el número, ubicación, tipo y capacidad de las plantas de producción e instalaciones de almacenamiento de hidrógeno, la tasa de producción total de hidrógeno en cada red, el inventario promedio total en cada red y el tamaño y tipo de flujo de transporte, minimizando los costos de capital y operativos del sistema. Las extensiones incorporadas incluyen la demanda por agua desalada, nuevas opciones de demanda de hidrógeno y derivados, opciones de generación renovable a nivel distribuido, una librería con 7 opciones tecnológicas adicionales de almacenamiento de hidrógeno, 10 nuevos modos de transporte de hidrógeno y derivados, como asimismo 17 nuevas tecnologías de conversión. El modelo extendido resultante se valida con casos acotados de uno y dos nodos, verificando el resultado de la optimización con el solver CPLEX-IBM. A partir de la modelación del sistema energético de Tarapacá (nodos, rutas, modos de transporte, demandas, almacenamiento y tecnologías de conversión) y 110 escenarios posibles de desarrollo del hidrógeno, se optimiza las redes de suministro de hidrógeno. Debido a restricciones computacionales y de modelación, los estudios realizados se restringen a una semana de análisis, haciendo que los resultados no sean concluyentes. Sin embargo, destacan los escenarios de producción autárquica de hidrógeno vs la opción competitiva de importación tanto de electricidad como hidrógeno. Mientras que en el primer caso se prefiere el almacenamiento gaseoso, en el caso competitivo se privilegia el estado líquido. En ambos casos se opta por el modo de transporte en camión y electrolizadores PEM, diferenciándose en las capacidades instaladas. El escenario autárquico resulta en una capacidad local que duplica la situación competitiva. Si bien el documento no presenta un análisis que cubra todos los objetivos planteados, se dispone de anexos en una plataforma compartida. De esta forma se busca facilitar el uso del material creado en estudios futuros.

A mis amigos, por aguantar mi ausencia.
A mi familia, por soportar la carga conmigo. A mis profesores, por encaminar el trabajo realizado.

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivo general	4
1.3. Objetivos específicos	4
1.4. Supuestos y alcances	4
1.5. Estructura del documento	5
2. Antecedentes sobre el desarrollo y uso del hidrógeno	6
2.1. Economía del hidrógeno y aspectos globales	6
2.1.1. Hidrógeno y sus variedades	6
2.1.2. Situación global del hidrógeno y usos actuales	8
2.1.3. Evolución y desafíos de un sistema basado en energías renovables	10
2.1.4. Resurgimiento del hidrógeno como vector de energía	14
2.1.5. Relaciones internacionales y futuros proyectos	19
2.2. Oportunidades de Chile	22
2.2.1. Gran capacidad renovable y potencial productor de hidrógeno	22
2.2.2. Chile, país minero	23
2.2.3. Inyección en las redes de gas	24
2.2.4. Beneficios al descarbonizar los usos actuales del hidrógeno	26
2.2.5. Beneficios del comercio internacional	28
2.2.6. Oportunidad hídrica y fomento a una cultura del agua	30
2.2.7. Creación de empleos	33
2.3. Barreras y características del mercado de hidrógeno verde	33
2.4. Red de suministro del hidrógeno	40
2.5. Rutas del hidrógeno	42
2.6. Descripción tecnologías de electrólisis	45
2.7. Competitividad de los electrolizadores	47
2.7.1. Conexión y suministro de energía	48
2.7.2. Flexibilidad	50
2.8. Valor de mercado de los electrolizadores	53
2.8.1. Subproducto de la electrólisis: Oxígeno	53
2.8.2. Sensibilidad de los parámetros	54
2.8.3. Sobredimensionamiento del electrolizador PEM	56
2.8.4. Factibilidad tecno-económica por conexión	58
2.8.5. Modelo de negocio: Mercado de hidrógeno v/s Mercado de electricidad	60

2.8.6.	Venta de hidrógeno: Mercado Spot v/s Contrato tipo PPA	61
2.8.7.	Estudios aplicados a Chile	62
2.9.	Acondicionamiento del hidrógeno	68
2.9.1.	Compresión	70
2.9.2.	Licuefacción	72
2.9.3.	Crio-comprimido	74
2.9.4.	Amoníaco	75
2.9.5.	Combustibles líquidos	81
2.9.6.	Metanol	84
2.9.7.	Metano	91
2.10.	Transporte	96
2.10.1.	General	96
2.10.2.	Camión con remolque de hidrógeno gaseoso	99
2.10.3.	Camión con remolque de hidrógeno líquido	99
2.10.4.	Gasoductos	100
2.10.5.	Barcos	101
2.11.	Almacenamiento	103
2.11.1.	General	110
2.11.2.	Tanques de hidrógeno presurizados	114
2.11.3.	Tanques de hidrógeno criogénicos	121
2.11.4.	Cavernas de sal	122
2.12.	Usos finales	125
2.12.1.	Re-electrificación con hidrógeno	125
2.12.2.	Calor	136
2.12.3.	Vehículos	139
2.13.	Planificación de redes de suministro	139
2.13.1.	Referencias históricas	139
2.13.2.	Tendencias generales de diseño	141
2.13.3.	Enfoques de diseño	142
2.13.4.	Modelo LEELO	144
3.	Propuesta metodológica	146
3.1.	Descripción del problema	146
4.	Propuesta metodológica	147
4.1.	Descripción del problema	147
4.2.	Estructura del modelo y componentes	148
4.2.1.	Características y supuestos	148

4.2.2.	Demanda	150
4.2.3.	Nodos	151
4.2.4.	Generación renovable	151
4.2.5.	Unidades de almacenamiento	151
4.2.6.	Modos de transporte	153
4.2.7.	Tecnologías de conversión	154
4.3.	Modelación matemática	157
4.3.1.	Conjuntos	157
4.3.2.	Parámetros	158
4.3.3.	Variables	162
4.3.4.	Cálculo de escalares	165
4.3.5.	Función objetivo	167
4.3.6.	Generación convencional, renovables e hidráulicas de pasada	170
4.3.7.	Generación concentración solar de potencia	171
4.3.8.	Sistemas de almacenamiento	173
4.3.9.	Tecnologías de conversión	178
4.3.10.	Modos de transporte	181
4.3.11.	Ecuaciones de balance	184
4.3.12.	Multiservicios	193
5.	Implementación y validación del modelo	198
6.	Caso de Estudio: Tarapacá	199
6.1.	Descripción general	199
6.2.	Aplicación del modelo	202
6.2.1.	Configuración desarrollada	202
6.2.2.	Obtención de la demanda	205
6.2.3.	Clasificación de nodos y supuestos de caso	206
6.2.4.	Problema original y adecuación del modelo	206
6.2.5.	Caso Base: referencia de análisis	208
6.2.6.	Situación hipotética 1: Tarapacá autárquico	210
6.2.7.	Situación hipotética 2: Tarapacá compite	211
6.2.8.	Situación hipotética 3: Escalamiento de demanda nacional	211
6.2.9.	Situación hipotética 4: Tarapacá exporta	212
6.2.10.	Situación hipotética 5: Restricción modos de transporte	212
6.2.11.	Situación hipotética 6: Consumo de agua agropecuaria	213
6.2.12.	Situación hipotética 7: Restricción nodos de exportación	214
6.2.13.	Situación hipotética 8: Multiservicios	214

6.2.14. Situación hipotética 9: Restricción tecnologías sinérgicas	215
6.2.15. Situación hipotética 10: Variación tasa de interés	215
6.2.16. Situación hipotética 11: Variación temporal de la demanda en vectores de hidrógeno	216
7. Resultados y análisis	217
7.1. Resultados caso base	217
7.2. Escenarios e indicaciones generales	219
7.3. Primer análisis: Tarapacá autárquico vs Tarapacá compite	225
7.4. Segundo análisis: Ponderación de demandas en 10 para 200, 350 y 700 bar .	227
7.5. Tercer análisis: Exportación de LH_2 vs NH_3 vs MeOH vs Mixto	227
7.6. Cuarto análisis: Exportación concentrada en un solo nodo	227
7.7. Quinto análisis: Restricciones de transporte	228
7.8. Sexto análisis: Suplir demanda de agua desalada agropecuaria	228
7.9. Séptimo análisis: Cambio en la tasa de interés	228
7.10. Octavo análisis: Aplicación del multiservicio	228
7.11. Noveno análisis: Restricción de sinergias	228
7.12. Décimo análisis: Variación curvas de demanda	228
8. Conclusiones y trabajo futuro	230
8.1. Conclusiones	230
8.2. Trabajo futuro	232
9. Bibliografía	233
A. Anexo: Respaldos de simulaciones	247

Índice de tablas

2.1. Resumen de LCOH del modelo [1]. Adaptada al español.	59
2.2. Resumen de LCOH aplicado en 2019 extraído del reporte de BNEF. Basado en [1] y adaptada al español.	60
4.1. Conjunto del modelo.	158
4.2. Parámetros.	161
4.3. Variables.	165
6.1. Configuración adaptada de la Región de Tarapacá.	208
7.1. Costo adicional a la PELP caso base.	217
7.2. Escenarios realizados a partir de la combinación entre situaciones hipotéticas.	225

Índice de ilustraciones

1.1. Tendencia de nueva capacidad eléctrica 2001-2020 a nivel global [2]. Adaptada al español.	1
1.2. Proporción de emisiones GEI por sector (estimaciones de 2016) [3]. Adaptada al español.	2
2.1. Colores del hidrógeno [4]. Adaptado al español.	6
2.2. Mejores fuentes de hidrógeno bajo en carbono en diferentes regiones [5]. Adaptado al español.	8
2.3. Resumen de las principales tecnologías actuales de producción de hidrógeno [6]. Adaptado al español.	9
2.4. Fuentes de producción y demanda mundial de hidrógeno actuales [7]. Adaptado al español.	9
2.5. Desglose de las emisiones mundiales de CO_2 relacionadas con la energía por sector en 2015 [7]. Adaptado al español.	11
2.6. LCOE global de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos recientemente encargadas, 2010 y 2020 [2]. Adaptado al español.	12
2.7. Disminución potencial del costo de los electrolizadores en función de la tasa de aprendizaje y los costos logrados mediante la implementación en escenarios IRENA para 2030 y 2050 [8]. Adaptado al español.	15
2.8. Potencial mercado del hidrógeno.	17
2.9. Segmentación del mercado de transporte [7]. Adaptado al español.	18
2.10. Proyectos globales de hidrógeno en la cadena de valor [9]. Adaptado al español.	20
2.11. Rutas comerciales previstas para el hidrógeno a partir de 2021 [4]. Adaptado al español.	21
2.12. Vías de producción de hidrógeno, incluidos los costos del carbono [9]. Adaptado al español.	22
2.13. Balance nacional de energía 2019. Todo expresado en Tcal.	25
2.14. Porcentaje de importaciones por tipo de fertilizante, año 2016 [10].	27
2.15. Vías de traslado y puertos de comercio internacional.	29
2.16. Consumos de agua consuntivos en Chile por sector (2016) [10].	30
2.17. Situación hídrica de Chile.	32
2.18. Resumen de inversión total, producción de hidrógeno, reducción de emisiones y creación de empleo directo e indirecto al 2030, 2040 y 2050 [11].	33
2.19. Cinco medidas para que las partes interesadas creen un mercado [5]. Adaptado al español.	39
2.20. Cadena de suministro de hidrógeno genérica [12]. Adaptado al español.	41

2.21. Rutas Power-to-X [6]. Adaptado al español.	43
2.22. Potencial patrón futuro de aceleración de la cadena de suministro de hidrógeno [7]. Adaptado al español.	44
2.23. Modelos de producción [14]. Adaptado al español.	48
2.24. Flexibilidad de recursos y necesidades de flexibilidad en el sistema eléctrico [13]. Adaptado al español.	51
2.25. Producción y eficiencia de hidrógeno en función del consumo total de energía de una planta de producción PEM [7]	52
2.26. Tiempos de puesta en marcha de electrolizadores [15]	52
2.27. Resultados factibilidad económica producción hidrógeno escenario actual y futuro.	57
2.28. Vectores energéticos del hidrógeno para el comercio [16]	69
2.29. Pérdidas de energía por compresión mecánica multietapa de hidrógeno [8] . .	72
2.30. Proceso de Haber Bosch [17]	75
2.31. Características de las tecnologías de almacenamiento de electricidad [13]. Adaptado al español.	104
2.32. Aplicaciones según la ubicación de la red [13]. Nota: La reserva giratoria es la capacidad de generación que ya está operando y sincronizada con el sistema que puede aumentar o disminuir la generación dentro de un período de tiempo limitado; La reserva no giratoria es la capacidad que no está en funcionamiento, pero que puede estar en funcionamiento dentro de un período de tiempo limitado para proporcionar generación si es necesario. Adaptado al español. .	107
2.33. Rango de potencia y aplicaciones de la reelectrificación del hidrógeno [13]. Adaptado al español.	108
2.34. Costos nivelados de almacenamiento en función de la duración de la descarga [18]	112
2.35. Potencial sistema de electricidad de hidrógeno estacionario [19]	136
6.1. Geografía presente en Tarapacá. Las localizaciones en rojo identifican la actividad de la gran minería y las localizaciones con forma de barco los principales puertos marítimos.	200
6.2. Rutas principales en Tarapacá.	201
6.3. Sistema eléctrico nacional.	202
6.4. Configuración de nodos ingresados al modelo.	203
6.5. Configuración de rutas modos de transporte bidireccionales ingresados al modelo.	204
6.6. Configuración de rutas modos de transporte unidireccionales ingresados al modelo. Las trayectorias de color verde indican las posibles rutas para tuberías y camiones, mientras que las rutas rojas son exclusivas para camiones.	204

6.7. Factores escenario Trancisión Acelerada.	205
6.8. Configuración adaptada a 5 nodos.	207
6.9. Consumo eléctrico destinado a la producción de hidrógeno verde resultante de la PELP Informe Preliminar 2023-2027.	209
6.10. Demanda final de hidrógeno por región y escenario al 2050 resultante de la PELP Informe Preliminar 2023-2027.	209
6.11. Consumo de agua por sector Región de Tarapaca DGA Atlas del agua 2016.	213
6.12. Variaciones rápidas en la demanda.	216
6.13. Variaciones con pendiente constante en la demanda.	216
6.14. Variaciones con pendientes abruptas y sostenidas en la demanda.	217

1. Introducción

1.1. Motivación

Durante la última década, el mundo ha presentado cambios en la toma de decisiones, teniendo en consideración factores que antes eran vistos como secundarios o poco relevantes a la hora de implementar un proyecto, interpretando un rol más protagónico en relación al medio ambiente. Así, a lo largo de los años, las tecnologías renovables han tomado peso y hoy se les considera el pilar fundamental para las futuras matrices energéticas.

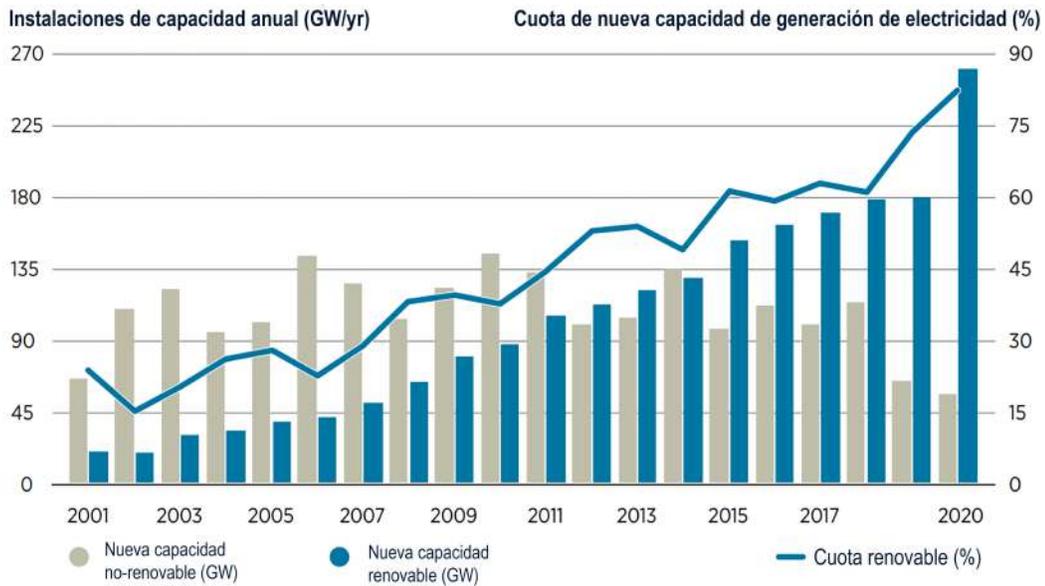


Fig. 1.1: Tendencia de nueva capacidad eléctrica 2001-2020 a nivel global [2]. Adaptada al español.

En particular, Chile se ha propuesto disminuir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para ayudar a frenar el cambio climático transitando a un desarrollo sostenible. La última COP y la creciente preocupación de la ciudadanía por el cuidado del medioambiente han puesto el foco en la reducción de las emisiones de GEI para alcanzar los niveles exigidos por la ciencia [20]. Por otro lado, el Global Warming of 1.5°C Special Report [21], emitido por el IPCC en noviembre de 2018, fijó el año 2030 como el plazo para disminuir en 45 % las emisiones netas de GEI, y el año 2050 para alcanzar la carbono neutralidad a nivel mundial. El sector de energía es el principal responsable de las emisiones de GEI del país (Figura 1.2 y a la vez, en él se concentran las mayores oportunidades de mitigación que permitirán dar cumplimiento a las metas comprometidas por Chile en el Acuerdo de París [20]. Es en la riqueza de energías limpias de Chile donde se ve

un motor para descarbonizar las actividades del país, diversificar su matriz energética y generar nuevas industrias de desarrollo local. En la Estrategia Nacional del hidrógeno [22], se afirma: «Chile puede transicionar de un país que crece dependiendo de recursos no renovables, a uno que produce los combustibles limpios y renovables que requiere el mundo para evitar el cambio climático. El Ministerio de Energía, consciente de esta responsabilidad, está comprometido con un plan de carbono neutralidad de la matriz energética del país. Esto incluye principalmente a los sectores donde se concentran las mayores emisiones, siendo ellos: producción de electricidad, industria y minería, transporte y los hogares».

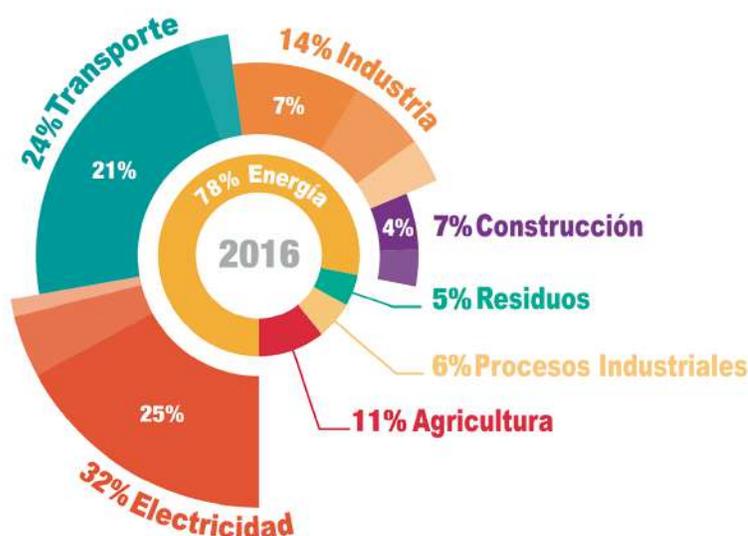


Fig. 1.2: Proporción de emisiones GEI por sector (estimaciones de 2016) [3]. Adaptada al español.

El plan de carbono neutralidad comprende cuatro ejes principales de acción [23]:

1. Retiro de unidades generadoras eléctricas a carbón y aumento de energías renovables.
2. Eficiencia energética.
3. Electromovilidad.
4. Hidrógeno verde.

El hidrógeno es un vector o portador energético [10], es decir, si se produce a partir de energía eléctrica renovable, puede evitar emisiones de gases de efecto invernadero, fortalecer la independencia energética y mitigar los desafíos de la variabilidad de los sistemas renovables.

Chile, se encuentra en un momento global sin precedentes para desarrollar el hidrógeno verde. La descarbonización y reducción de costos, tanto de electrolizadores como de la energía eléctrica [8], han generado un contexto favorable para impulsar esta industria. En un mundo descarbonizado, la demanda de hidrógeno podría crecer hasta 10 veces [24]. Chile tiene una oportunidad para desarrollar una industria competitiva de hidrógeno verde que, a partir de electricidad producida con recursos renovables de bajo costo, permita formar un energético de uso local y de exportación, impulsando una economía sustentable en torno a ésta. Estos antecedentes han permitido que diferentes gobiernos realicen estrategias y hojas de ruta para incentivar este energético [22].

El desafío de estos años que vienen será materializar estas oportunidades mediante acciones concretas. El Estado tiene un rol relevante en coordinar, apalancar y escalar iniciativas de desarrollo de hidrógeno, elaborar la regulación adecuada y educar a una variedad de públicos para guiar el desarrollo de esta nueva industria [22]. Además, Chile tiene múltiples ventajas comparativas respecto a la potencial producción de gran escala a costos competitivos del hidrógeno verde [25]. De esta forma, el Estado puede propiciar condiciones que aceleren y regularicen el uso de este recurso, haciendo necesario contar con una estrategia nacional de largo plazo que coordine actores, defina prioridades y establezca aquellas acciones necesarias para avanzar hacia un desarrollo sostenible de la matriz energética chilena [22].

A partir de aquí, se destaca la importancia que tiene el explorar la variedad de alternativas de cadena de valor para este nuevo vector energético y la infraestructura asociada al mismo, tal que sea capaz de hacer frente a este inminente mercado, pueda desarrollarse coexistiendo con la variedad energética de Chile y cumpla con las normativas ambientales correspondientes.

1.2. Objetivo general

En el contexto señalado, esta memoria de título busca desarrollar y proponer un modelo que permita diseñar una cadena de suministro de hidrógeno a escala regional.

1.3. Objetivos específicos

Como objetivos específicos se define:

- A partir de la experiencia internacional, implementar y describir las distintas opciones de diseño de una cadena de suministro de hidrógeno.
- Proponer, mediante una herramienta existente, un modelo de optimización que determine el número, ubicación, tipo y capacidad de las plantas de producción e instalaciones de almacenamiento de hidrógeno, la tasa de producción total de hidrógeno en cada red, la determinación del inventario promedio total en cada red y el tamaño y tipo de flujo de transporte, minimizando los costos de capital y operativos del sistema.
- Validar el modelo propuesto con casos ejemplo, a través de una versión prototipo de la herramienta de diseño.
- Aplicar el modelo a la situación específica de la Región de Tarapacá, sensibilizando los principales parámetros de diseño.
- Mediante los resultados obtenidos, realizar las recomendaciones de diseño para la región de estudio.

1.4. Supuestos y alcances

A continuación, se resumen los supuestos y alcances de estudio.

- Se estudia la demanda del sistema energético de la región de Tarapacá a partir de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que entrega el Ministerio de Energía cada 5 años, específicamente con los datos del Informe de Actualización de Antecedentes 2020 (IAA 2020) y el Escenario E.
- Se toma como referencia el modelo de planificación desarrollado por el equipo de investigación, denominado LEELO y detallado en el trabajo de Jannik Haas [26].
- Las adaptaciones requeridas se centran en las condiciones particulares de la zona norte de Chile, en especial la Región de Tarapacá.

- Se supone que no hay limitación espacial para el despliegue de las distintas tecnologías.
- El uso y manejo del oxígeno como subproducto queda fuera del alcance de este trabajo, debido principalmente a la poca información sobre una demanda concreta de este componente. Se supone que eventualmente sería almacenado y usado ya sea para usos no considerados dentro de la misma cadena de valor (celdas de combustible) o la industria.

1.5. Estructura del documento

El documento está estructurado en 7 secciones de contenido. En la sección dos se presenta en detalle el conjunto de antecedentes sobre el desarrollo y uso del hidrógeno. Con ello se busca crear una base sólida y sintetizada de toda la información que se requiere para desarrollar este tipo de estudios en el marco de los nuevos desafíos que plantea la economía del hidrógeno. En la sección tres se presenta la propuesta metodológica que se construye como extensión del modelo base denominado LEELO. Asimismo, se describen las variables, parámetros y restricciones asociadas. En la sección cuatro se resumen aspectos de implementación y validación del modelo. En la sección 5 se presenta el caso de estudio para la región de Tarapacá y los distintos escenarios considerados. En la sección seis se presentan los resultados del caso de estudio y los análisis correspondientes. Finalmente, en la sección siete se presentan las conclusiones y los trabajos futuros sugeridos.

2. Antecedentes sobre el desarrollo y uso del hidrógeno

2.1. Economía del hidrógeno y aspectos globales

2.1.1. Hidrógeno y sus variedades

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, el combustible con mayor densidad energética por unidad de masa y con potencial de aplicación en todos los sectores que requieren energía, al igual que la electricidad. El hidrógeno es versátil, limpio y un portador de energía en varios sectores productivos, el que puede ser usado como combustible para producir energía, en transporte o como materia prima en la industria [10]. Además, éste no se encuentra en su estado puro en la naturaleza, por lo tanto no puede ser considerado como una fuente de energía primaria. Como debe ser “fabricado” es un portador o vector energético y tiene la ventaja de ser altamente almacenable para ser utilizado cuando sea necesario [10]. Durante los últimos diez años, el interés por tecnologías que utilicen hidrógeno para la movilidad ha aumentado considerablemente, al punto que hoy existen comercialmente automóviles, buses y recientemente trenes que lo utilizan como fuente de energía, con infraestructura existente de carga y ambiciosos planes de desarrollo en países como Japón, Alemania y los Estados Unidos (California) y Corea del Sur [10].

Antes que nada, para poder dar una visión general de las economías del hidrógeno se debe conocer la nomenclatura de éste según su origen.

Color	HIDRÓGENO GRIS	HIDRÓGENO AZUL	HIDRÓGENO TURQUESA	HIDRÓGENO VERDE
Proceso	SMR o gasificación	SMR o gasificación con captura de carbono (85-95%)	Pirólisis	Electrólisis
Fuente	Metano o carbón 	Metano o carbón 	Metano 	Electricidad renovable 

Fig. 2.1: Colores del hidrógeno [4]. Adaptado al español.

El hidrógeno “gris” se produce con combustibles fósiles (es decir, hidrógeno producido a partir de metano mediante reformado con vapor de metano (SMR) o gasificación de

carbón) [4]. El uso de hidrógeno gris conlleva emisiones sustanciales de CO_2 , lo que hace que estas tecnologías de hidrógeno no sean adecuadas para una ruta hacia las emisiones netas cero. Durante las primeras etapas de la transición energética, el uso de hidrógeno “azul” (es decir, hidrógeno gris con captura y almacenamiento de carbono [CCS]) podría facilitar el crecimiento de un mercado de hidrógeno [4]. La modernización con CCS permitiría el uso continuo de los activos existentes y, al mismo tiempo, lograr menores emisiones de GEI. Esta es una opción para producir hidrógeno con menores emisiones de GEI mientras se reduce la presión sobre la tasa de instalación de la capacidad de energía renovable para producir hidrógeno verde. En particular, los procesos industriales como la producción de acero pueden requerir un flujo continuo de hidrógeno. El hidrógeno azul podría ser una solución inicial, mientras que el hidrógeno verde aumenta la capacidad de producción y almacenamiento para cumplir con el requisito de flujo continuo. Sin embargo, el hidrógeno azul tiene limitaciones que hasta ahora han restringido su despliegue: utiliza recursos finitos, está expuesto a las fluctuaciones de los precios de los combustibles fósiles y no respalda los objetivos de seguridad energética. Además, el hidrógeno azul enfrenta problemas de aceptación social, ya que está asociado con costos adicionales para el transporte y almacenamiento de CO_2 y requiere monitoreo del CO_2 almacenado. Además, se espera que las eficiencias de captura de CCS alcancen el 85-95 % en el mejor de los casos, lo que significa que aún se emitirían entre el 5 y el 15 % del CO_2 y estas altas tasas de captura aún no se han logrado. En resumen, el CCS podría reducir las emisiones de carbono de la generación de hidrógeno, pero no eliminarlas. Además, estos procesos utilizan metano, que genera fugas de gases de efecto invernadero arriba, y el metano es un GEI por molécula mucho más potente que el CO_2 . Esto significa que, si bien el hidrógeno azul podría reducir las emisiones de CO_2 , no cumple con los requisitos de un futuro neto cero. Por estas razones, el hidrógeno azul debe verse solo como una transición a corto plazo para facilitar la absorción de hidrógeno verde en el camino hacia emisiones netas cero. Por otro lado, se le puede atribuir el término “turquesa” al hidrógeno que combina el uso de gas natural como materia prima sin producción de CO_2 [4]. Mediante el proceso de pirólisis, el carbono del metano se convierte en carbono negro sólido. Ya existe un mercado para el carbón negro, que proporciona una fuente de ingresos adicional. El carbón negro se puede almacenar más fácilmente que el CO_2 gaseoso. Por el momento, el hidrógeno turquesa todavía se encuentra en la etapa piloto. Finalmente, el término “verde” se aplica a la producción generalmente a partir de agua, empleando electricidad renovable, aunque también se refiere a otras fuentes renovables como la biomasa [4]. Es el más adecuado para una transición energética totalmente sostenible. Esta tecnología es el tema central de este informe. Existen otras soluciones basadas en energías renovables para producir hidrógeno, sin embargo, a excepción del SMR con biogás, estas aún no son tecnologías maduras a escala comercial. La producción de hidrógeno verde a través de la electrólisis es consistente con la

ruta “net-zero”, permite la explotación de sinergias del acoplamiento sectorial, disminuyendo así los costos de tecnología y brindando flexibilidad al sistema eléctrico. Los bajos costos de ERV (Energías Renovables Variables) y las mejoras tecnológicas están disminuyendo el costo de producción de hidrógeno verde [4]. Por estas razones, el hidrógeno verde de la electrólisis del agua ha ganado un interés creciente. Para más información sobre otras tecnologías de producción de hidrógeno distintas a la electrólisis revisar [10].

2.1.2. Situación global del hidrógeno y usos actuales

La producción mundial de hidrógeno se estima en 65 [Mt/año] y emite alrededor de 500 [Mt $CO_2eq/año$] [10]. Se proyecta que esta demanda se incrementará hasta alcanzar las 200 mil toneladas al año, debido a su uso en el transporte pronosticado para el 2030 y que los principales consumidores serán Japón, China y Corea del Sur [22][25]. Se prevé que si se reemplazaran los combustibles fósiles con hidrógeno, su producción debería ser a partir de ERNC (Energías Renovables No Convencionales), en caso contrario, las emisiones de CO_2 por producción de hidrógeno se incrementarían significativamente [10]. Dicho esto, la manera de diagnosticar el uso y/o ruta del hidrógeno en cada país dependerá en gran parte de la gama de recursos que dispongan y/o potencial de ser explotados y la distancia entre focos de demanda.

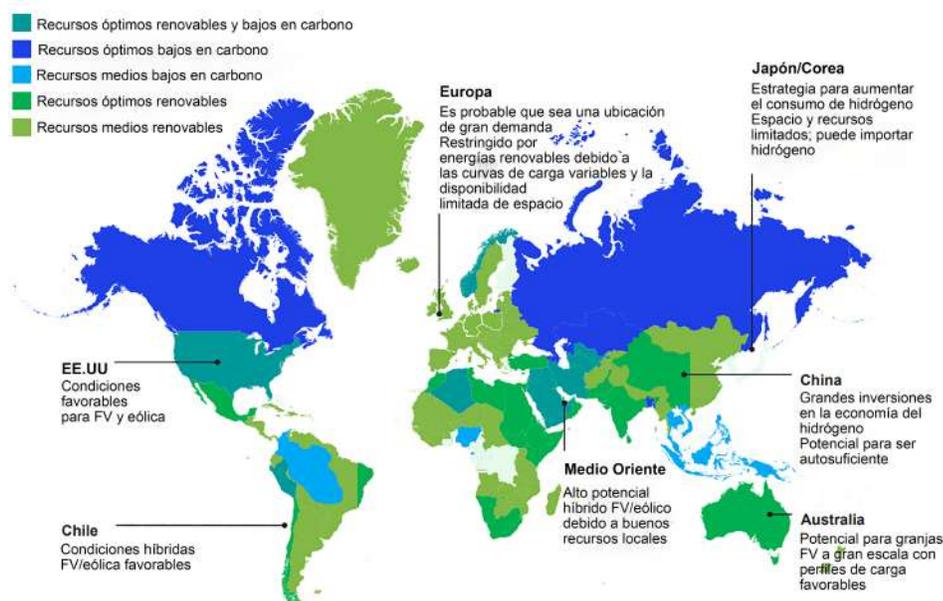


Fig. 2.2: Mejores fuentes de hidrógeno bajo en carbono en diferentes regiones [5]. Adaptado al español.

Actualmente, como se observa en la Figura 2.3, un 96 % del hidrógeno en el mundo se extrae a partir de combustibles fósiles y solo un 4 % a través del agua [6]. Se puede observar que la principal tecnología de producción de hidrógeno es el reformado de metano (SMR), única y exclusivamente por ser más económica que el resto.

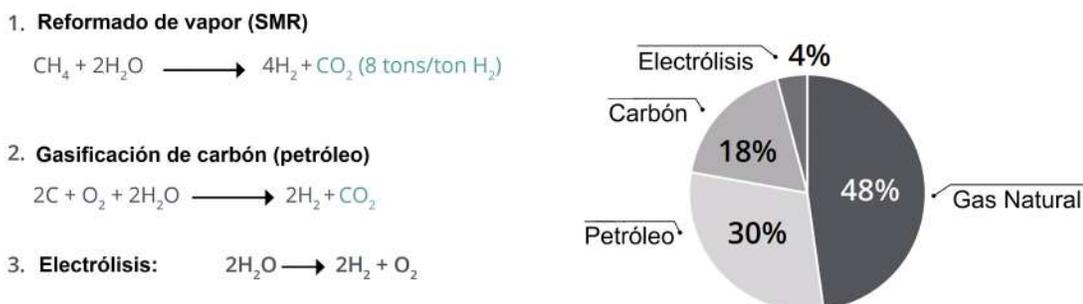


Fig. 2.3: Resumen de las principales tecnologías actuales de producción de hidrógeno [6]. Adaptado al español.

La gran mayoría del hidrógeno es utilizado como materia prima en otros productos de la industria, del sector químico en particular, para la producción de amoníaco y en el refinado para hidrocrackeo y desulfuración de combustibles [7]. Otros sectores industriales también utilizan hidrógeno, como los productores de hierro y acero, vidrio, productos electrónicos, productos químicos especiales y productos químicos a granel, pero su participación combinada en la demanda global total es pequeña (Figura 2.4) [7].



Fig. 2.4: Fuentes de producción y demanda mundial de hidrógeno actuales [7]. Adaptado al español.

Contextualizado el panorama mundial de este recurso con más de 100 años de historia, lo que sigue es dar respuesta a las incógnitas tipo: por qué ahora y cuáles son las oportunidades que abre el hidrógeno.

2.1.3. Evolución y desafíos de un sistema basado en energías renovables

Para lograr identificar el potencial de los diversos recursos y tecnologías, es necesario contar con medidas o instrumentos que lleven las distintas características de éstas a un mismo lenguaje y poder determinar cual es más rentable que otra. Dado que se cuenta con tecnologías diversas, con requisitos de inversión totalmente diferentes, vidas útiles disimiles, factores de planta y costos de operación que varían en función del tipo y ubicación del proyecto, se cuenta con el Costo Nivelado de la Energía (OCLE, siglas en inglés) que permite comparar de forma consistente los costos de diferentes tipos de tecnologías (solar, eólica, gas natural, etc). El concepto de LCOE, en su forma simple, consiste en calcular el costo promedio total de construir y operar una central eléctrica y dividirlo entre la energía total a ser generada durante su vida útil [27].

$$LCOE [e/kWh] = \frac{\text{Costo Total Vida Util}}{\text{Generación Total Vida Util}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2.1)$$

I_t = Costo de capital para el año t.

M_t = Costo de operación y mantenimiento para el año t.

F_t = Costo variable o de combustible para el año t.

E_t = Generación para el año t.

r = Tasa de descuento.

n = Vida útil del sistema.

Vale la pena resaltar la información que se puede extraer de esta herramienta, siendo principalmente [28]:

- Su resultado puede considerarse como el punto de equilibrio de la tecnología, es decir, el precio mínimo al que ésta tendría que vender la energía para no ganar ni perder capital.
- Permite medir la competitividad entre varias fuentes de energía, pudiéndose obtener resultados diametralmente diferentes, incluso dentro de una misma tecnología. Por ejemplo, el LCOE en un país con una geografía ideal para mini-hidroeléctricas (tanto en

costo de inversión como en factores de planta) podría ser mucho menor que una hidroeléctrica de pasada en un país plano con mano de obra costosa.

- Mide la evolución de la competitividad entre diferentes tecnologías a lo largo del tiempo. Así, hace unos ocho años, el costo nivelado de las plantas solares no podía competir con otras fuentes de energía. Gracias a la reducción drástica en el costo de inversión, hoy en día las plantas solares compiten al mismo nivel que otras tecnologías en licitaciones por contratos de energía.

Cabe destacar que la herramienta del costo nivelado no solo es aplicable al mundo eléctrico, sino que también es utilizable con el hidrógeno (LCOH) [29], el calor (LCOHe) [30] y tantos otros más.

Con esta medida explicada, se puede dar pie a la evolución económica que han tenido las tecnologías renovables, qué problemas presentan de aquí a futuro y como afecta esto en el renacer del hidrógeno como vector de energía.

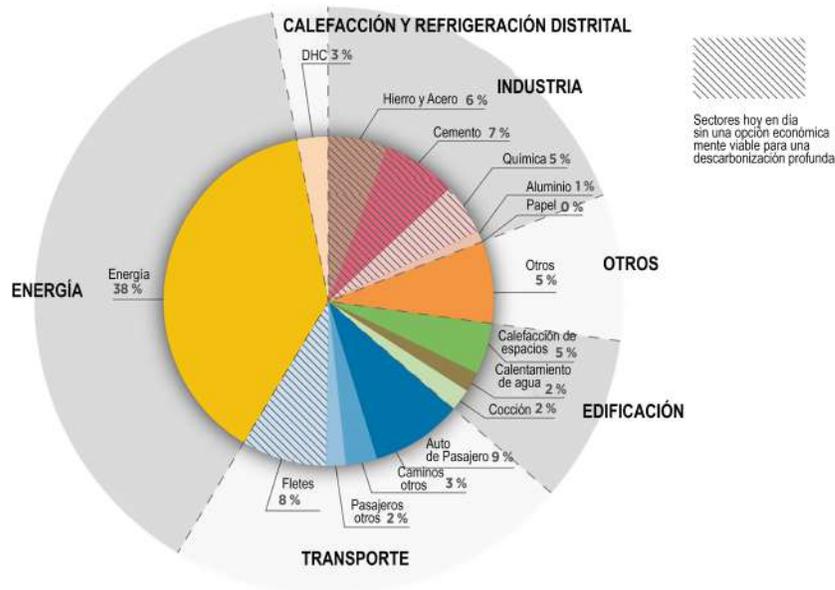


Fig. 2.5: Desglose de las emisiones mundiales de CO_2 relacionadas con la energía por sector en 2015 [7]. Adaptado al español.

Como se puede apreciar en la Figura 2.5, referencias del 2015 indican que el sector de la energía es de por sí la mayor fuente de emisiones contaminantes a nivel global, por lo que tiene prioridad en términos medioambientales. Sin embargo, existen sectores con limitadas opciones de descarbonización con las tecnologías actuales, como el transporte o

la industria, donde la electricidad no se presenta directamente como la opción más eficiente y económica para abordar los requerimientos actuales y futuros de éstas. Para cumplir las metas climáticas al año 2050 se hace necesario buscar métodos, como el almacenamiento u otro vector energético, que pueda enfrentar estos requerimientos y a la vez sea competitivo con las tecnologías actuales.

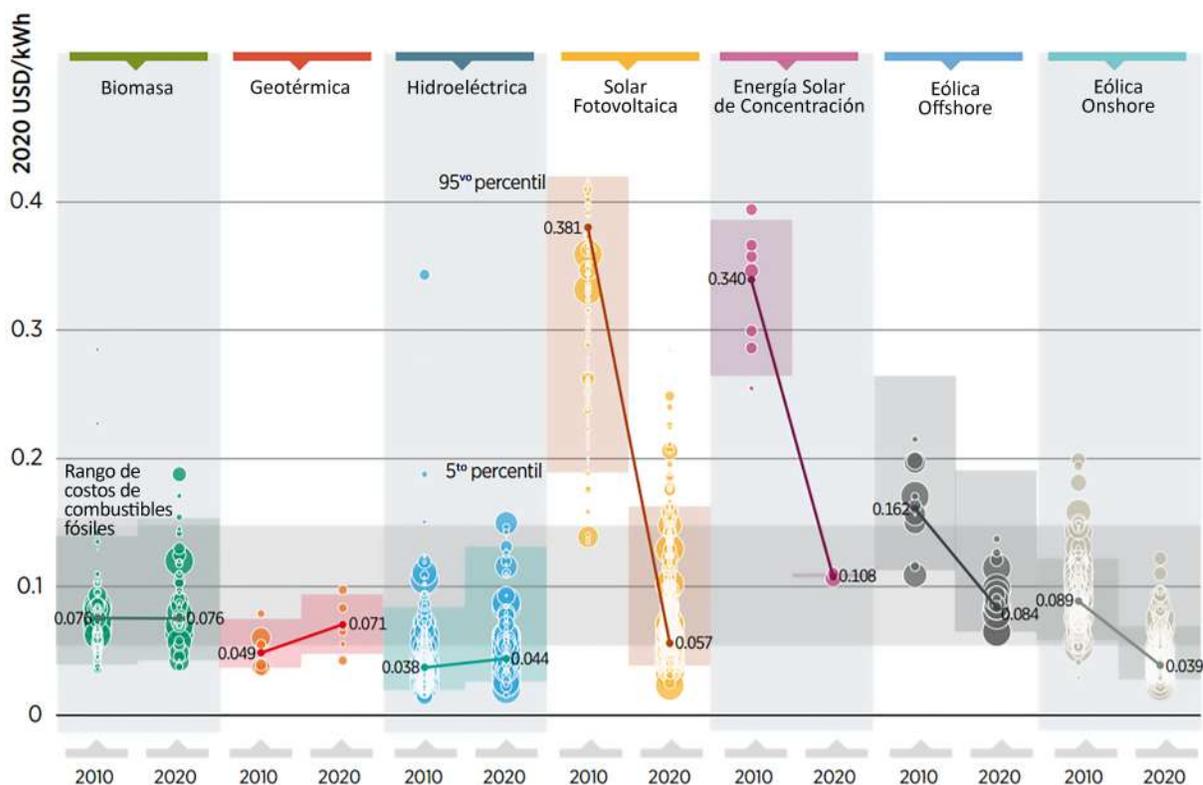


Fig. 2.6: LCOE global de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos recientemente encargadas, 2010 y 2020 [2]. Adaptado al español.

La Figura 2.6 muestra que ha sido una década notable de cambios para la generación de electricidad renovable, en particular las tecnologías de energía solar fotovoltaica (PV, siglas en inglés) y eólica. Entre los proyectos recientemente encargados, el LCOE de la energía solar fotovoltaica a escala de servicios públicos se redujo en un 85 % entre 2010 y 2020, desde 0.381 USD/kilovatio hora (kWh) a 0.057 USD/kWh [2]. Este es un declive precipitado. En un momento, siendo más del doble del costo de la opción de generación de energía en base a combustibles fósiles más cara, la energía solar fotovoltaica a escala de servicios públicos ahora puede competir con la nueva capacidad de combustión de combustibles fósiles más barata. Entre 2010 y 2020, el coste medio ponderado global de la electricidad procedente de proyectos eólicos terrestres se redujo un 56 %, de 0.089 USD/kWh a 0.039 USD/kWh [2].

Durante el mismo período, el costo promedio ponderado global de la electricidad proveniente de la energía solar de concentración disminuyó de 0.340 USD/kWh a 0.108 USD/kWh [2]. Esta disminución del 68 % en el costo de la electricidad de esta tecnología, que ahora se encuentra en el medio del rango de la nueva capacidad de combustibles fósiles, sigue siendo un logro notable. La caída de los costos de la tecnología sigue afectando a las subastas, en las que siguieron surgiendo nuevos precios récord, incluso en medio de la pandemia mundial [2].

Sin embargo, esta reducción de precios y el masivo despliegue de tecnologías renovables no solo trae consigo una notable solución a la descarbonización del sector energético, sino que también trae ciertos desafíos que deben de ser superados para lograr un sistema seguro y estable que pueda garantizar el equilibrio entre la oferta y demanda de energía. Fuera del bajo factor de planta que posee la mayoría de estas tecnologías, problema relativamente resuelto por la sobreinversión de éstas, a continuación se mencionan las necesidades y consideraciones que se requieren [31]:

1. Flexibilidad [32] [33] [34]: Tanto la energía eólica como la solar son no controlables, impredecibles e intermitentes (lo que hace que en el cómputo general se las califique como “variables”). El hecho de ser no controlable implica que la posibilidad de que una unidad determinada no esté disponible cuando es necesaria es significativamente mayor que en el caso de plantas controlables, por ejemplo una térmica convencional. Más específicamente:
 - Las tecnologías solares y eólicas tienen variabilidad intra-horaria, intra-diaria e incluso intra-estacional, lo que al volverse una matriz energética “dependiente” de estos recursos requieren de sofisticados sistemas de predicción y conllevan a errores de pronóstico, elementos que deben de ser considerados en la planificación energética.
 - La variabilidad de estos recursos requieren de sistemas de control que logren mantener el equilibrio energético dentro de ciertos límites y además se necesitan mecanismos que den frente, técnicamente hablando, a estos cambios disruptivos, otorgando un rol más importante a medidas como los servicios complementarios, las reservas energéticas, los protocolos de desconexión de carga, etc.
 - Se tiene que tener en consideración que el cambio a tecnologías más limpias debe ser un proceso paulatino que no ponga en riesgo la operación del mismo. Un problema que se está teniendo con esto es el daño indirecto que reciben las centrales termoeléctricas actuales con bajas características dinámicas (dado que su operación siempre fue pensada para ser constante a lo largo del día) llamado *Cycling*,

donde la intermitencia renovable provoca que, por ejemplo, las centrales a carbón operen a mínimo técnico durante las horas de día y a capacidad máxima durante la noche, mientras que las centrales a gas se apaguen durante el día y operen a máxima capacidad durante la noche. Este efecto provoca gastos adicionales debido a las restricciones de encendido mínimo y las pronunciadas pendientes de generación.

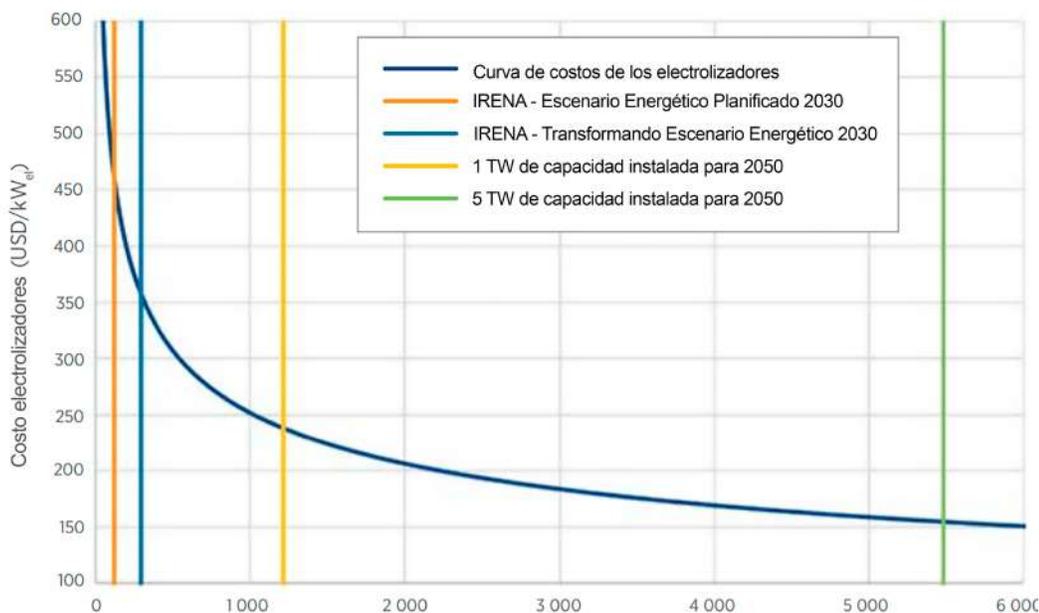
2. Transmisión [35]: Las inversiones renovables están muy ligadas a las condiciones geográficas que se presenten, como la radiación solar o la velocidad del viento dependiendo del caso, lo que conlleva a un posible distanciamiento entre zonas de generación y focos de demanda. Esta descentralización de la matriz energética puede llegar a saturar la capacidad de transmisión de la forma tradicional de transportar electricidad, las líneas de alta tensión. Estos episodios crean un concepto llamado *Bottlenecks*, donde no se puede transmitir toda la energía proporcionada, obligando a tecnologías más caras a suplir el diferencial de demanda y creando un desacople en los costos marginales entre nodos, como si no estuviesen interconectados. Además, inversión en nuevas líneas de transmisión requieren de elevados tiempos de construcción y últimamente tienen rechazo social por la invasiva infraestructura de éstas, que afectan la naturalidad espacial del ambiente y el campo visual de la población.
3. Sobreinversión [36]: En sectores donde el potencial renovable es muy grande, y se concentra un gran porcentaje de las centrales respectivas, es común presenciar peaks notorios de generación muy acorde a la hora del día. En momentos dados, esta generación puede llegar a ser tan alta que "sobre"parte de ésta, dando lugar a un concepto denominado *Curtailement*, donde la generación que puede ser alcanzada es mayor a la necesaria y/o posible de transmitir, provocando un desperdicio de generación y logrando utilidades menores a las esperadas en proyectos, desincentivando la inversión en este tipo de tecnologías. Estos episodios dan indicios de que se está llegando al "límite" de capacidad renovable en estos nodos del sistema. Es así como surge la necesidad de rescatar este sobrante, ya sea mediante almacenamiento energético u otro medio, para posteriormente reincorporar la energía en los momentos de mayor necesidad.

2.1.4. Resurgimiento del hidrógeno como vector de energía

La electricidad con generación renovable es potencialmente el pilar para un futuro limpio. Sin embargo, no es la solución completa al problema. Como se mencionó, la red eléctrica necesita nueva inversión en flexibilidad para la masiva incorporación de tecnologías con bajo factor de planta y con dependencia climática, tecnologías que se beneficien del excedente energético. Esta necesidad ha sido el foco de investigación en almacenamiento

o *buffers* de energía en donde la electricidad como medio no está dentro de las mejores opciones en el panorama actual. Además, es importante recalcar que una generación 100% limpia no va a cumplir con las metas climáticas para 2050 debido a que hay sectores como el transporte o la industria que siguen siendo responsables de gran parte de las emisiones globales (Figura 2.5), donde nuevamente la electricidad se presenta como una de las soluciones que no logran suplir a plenitud los requerimientos para una operación eficiente.

Es a partir de estos requerimientos y la sinergia económica que nace entre tecnologías que el hidrógeno verde se presenta como una solución de mediano a largo plazo para todos estos problemas, pero que todavía requiere de mejoras sustanciales adicionales de eficiencia (en particular los electrolizadores), reducción del Costo Total de Propiedad (TCO, siglas en inglés) y mejoras de materiales a través de actividades de investigación e innovación específicas [38].

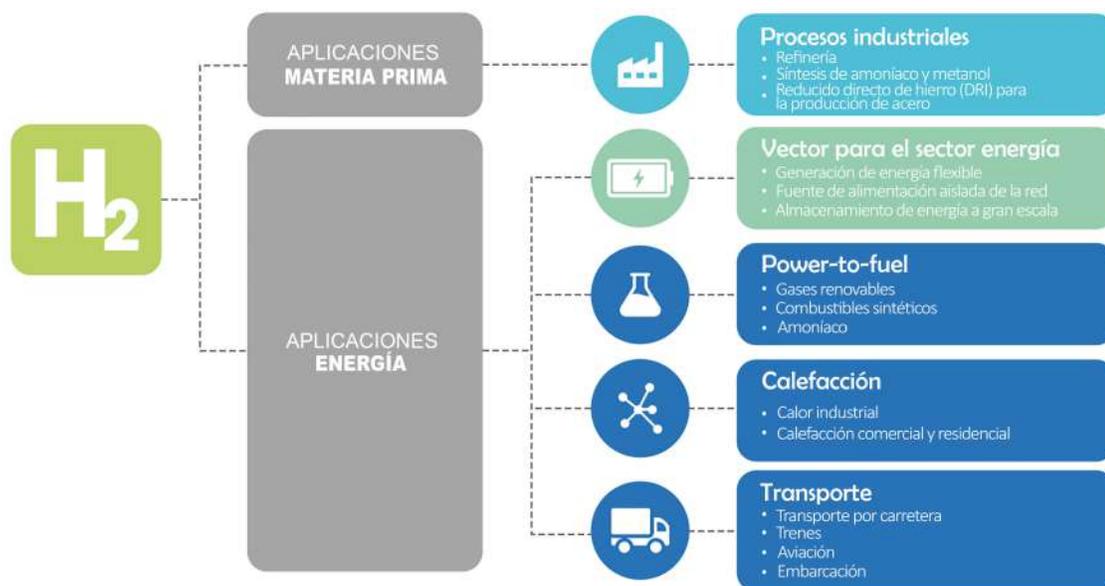


Nota: 1 TW de capacidad instalada para 2050 es aproximadamente 1.2 TW de capacidad acumulada debido a la vida útil y al reemplazo. De manera similar, 5 TW para 2050 equivalen a 5.48 TW de capacidad acumulada desplegada.

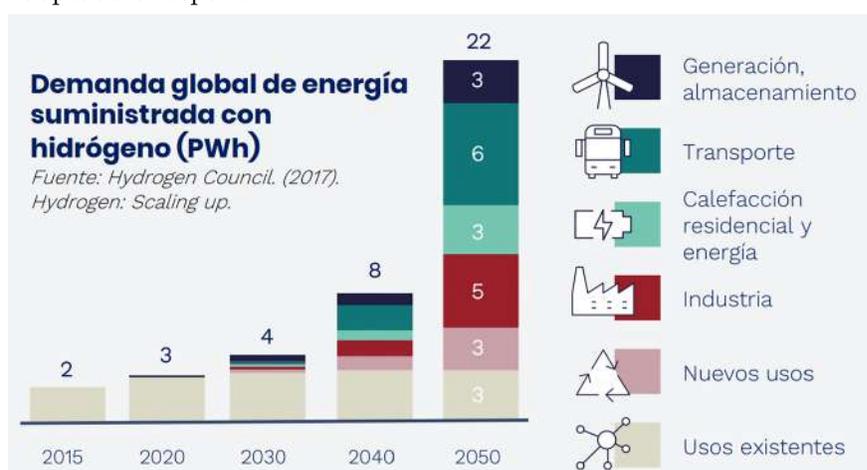
Fig. 2.7: Disminución potencial del costo de los electrolizadores en función de la tasa de aprendizaje y los costos logrados mediante la implementación en escenarios IRENA para 2030 y 2050 [8]. Adaptado al español.

El componente de costo individual más grande para la producción in situ de hidrógeno verde es el costo de la electricidad renovable necesaria para alimentar la unidad electro-lizadora (20 %-30 % del costo total) [8]. Esto hace que la producción de hidrógeno verde sea más cara que la del hidrógeno azul, independientemente del costo del electrolizador. Por lo tanto, un bajo coste de la electricidad es una condición necesaria para producir hidrógeno verde competitivo [8]. Esto crea una oportunidad única para producir hidrógeno en lugares de todo el mundo que tienen recursos renovables óptimos, creando una singular sinergia entre vectores energéticos. Sin embargo, el bajo costo de la electricidad no es suficiente de por sí sola para la producción competitiva de hidrógeno verde [8], siendo también necesaria una reducción en el costo de las instalaciones de electrólisis. Este es el segundo componente de costo más grande de la producción de hidrógeno verde [8]. Se espera que continúe la tendencia de caída de los precios de la electricidad renovable, que fundamenta estrategias clave para reducir los costos de inversión en plantas de electrólisis del 40 % a corto plazo y al 80 % a largo plazo [8]. Varios estudios muestran que las tasas de aprendizaje potenciales para las pilas de combustible y los electrolizadores son similares a las de la energía solar fotovoltaica y pueden alcanzar valores entre el 16 % y el 21 % [8]. Esto es significativamente más bajo que las tasas de aprendizaje del 36 % experimentadas durante los últimos 10 años para solar fotovoltaica [8]. Con tales tasas de aprendizaje y una ruta de implementación en línea con un objetivo climático de 1.5°C, se puede lograr una reducción de costos en los electrolizadores de más del 40 % ya para el año 2030 [8] (Figura 2.7).

El hidrógeno puede ser la solución a muchos nichos del mercado (Figura 2.8). Se puede observar que, además de un uso complementario a la red eléctrica, el potencial más grande que tiene el hidrógeno a futuro es en el sector de transporte, seguido de la industria y el reemplazo de los usos existentes. El hidrógeno puede acondicionarse de diversas maneras, otorgándole flexibilidad y versatilidad en uso, como en celdas de combustible para la producción de electricidad, suministrar energía a infraestructura aislada con almacenamiento hasta grandes procesos industriales, o incluso puede ser quemado para la producción de calor o para producir movimiento en motores de combustión interna [18].



(a) Oportunidades potenciales de mercado para el hidrógeno verde identificadas por IRENA [16]. Adaptado al español.

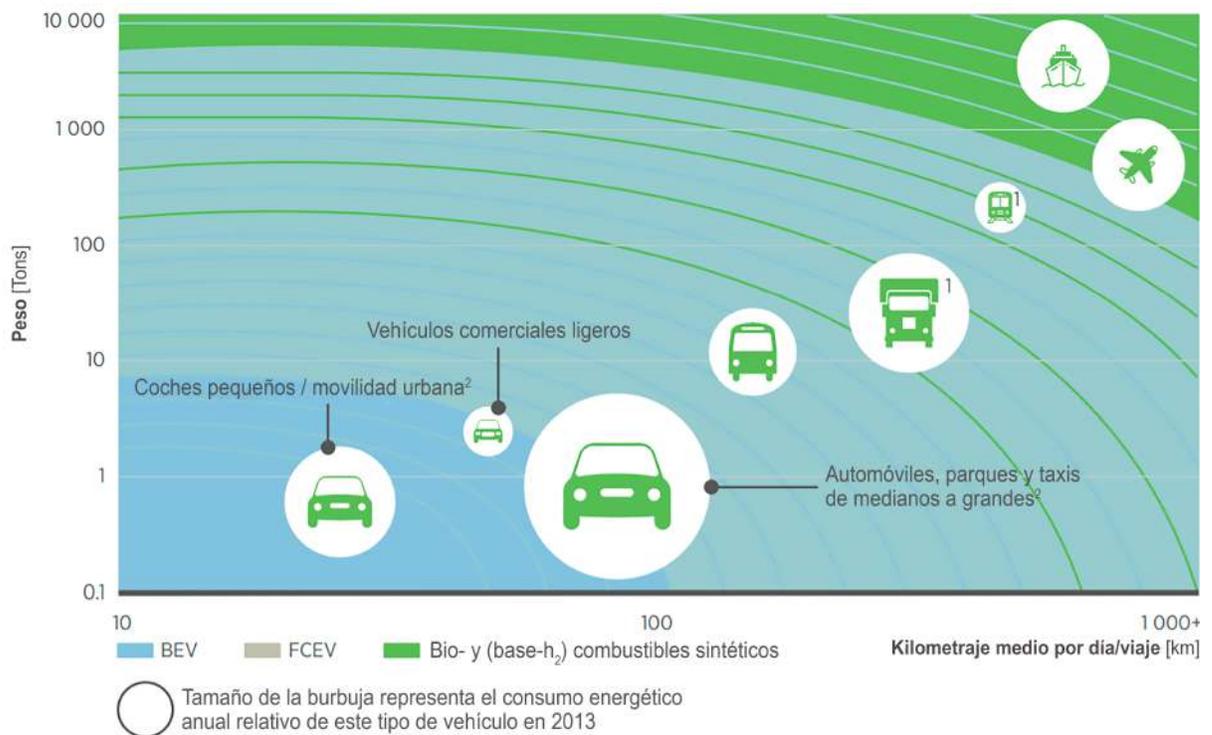


(b) Demanda global de energía suministrada con hidrógeno [22].

Fig. 2.8: Potencial mercado del hidrógeno.

De acuerdo a lo anterior, se contempla el uso de hidrógeno para el transporte en autos de pasajeros, buses, vehículos utilitarios y otros vehículos eléctricos en base a celdas de combustible. Este mercado de movilidad junto a las estaciones de carga se encuentra en un estado inicial de desarrollo, aún cuando las tecnologías están probadas [10]. Comparado con la electrificación, el hidrógeno supera las limitaciones de autonomía y elevados tiempos de recarga asociados a los vehículos eléctricos a batería. Comparado con los biocombustibles, evita el uso de grandes extensiones de terreno y el impacto en la calidad del aire, especialmente en las zonas urbanas de elevada concentración de población [18]. La falta de

madurez de las tecnologías que lo utilizan, los costes asociados y la falta de infraestructura disponible han jugado, hasta ahora, en su contra, pero este escenario está cambiando [39]. El debate sobre la implementación del vehículo de hidrógeno (conocido también como vehículo eléctrico de pila de combustible o FCEV, siglas en inglés) como solución para la movilidad, va ligado al despliegue y uso del vehículo eléctrico a batería (BEV, siglas en inglés). Según las previsiones de los principales actores del sector, el vehículo basado en la batería consistiría en unidades ligeras con necesidades de autonomía por debajo de los 100 km/d. Para el resto de la movilidad pesada, que incluye también los vehículos ligeros con un uso intensivo, el FCEV se presenta como la opción de futuro clave, tanto para camiones como para trenes [39]. Más información de los usos del hidrógeno en el Anexo A.



1 Híbrido de batería e hidrógeno para garantizar suficiente energía

2 Dividido en LDVs de segmento A- y B- (automóviles pequeños) y LDVs de segmento C+ (automóviles medianos a grandes) basado en una participación de mercado del 30% de automóviles de segmento A / B y una demanda de energía 50% menor

Fig. 2.9: Segmentación del mercado de transporte [7]. Adaptado al español.

2.1.5. Relaciones internacionales y futuros proyectos

El nuevo mercado del hidrógeno ya está encaminado. Como se puede observar en la Figura 2.10, varias potencias mundiales ya han declarado alguna ruta o estrategia nacional con la cual reflejan sus intereses económicos, destacando rutas con proyectos más ligados al uso del hidrógeno como Europa, Japón y la República de Corea, y otros con la generación de éste, como Chile, Australia y Noruega. Es importante destacar las rutas más destacadas en el último tiempo, en especial la de Japón, siendo el hidrógeno la pieza central de su ruta energética [10]. La combinación de recursos fósiles limitados, energías renovables de alto coste y grandes industrias puede llevar a que el hidrógeno se convierta en una de las opciones clave para satisfacer la demanda energética de forma sostenible [10]. Además, la naturaleza archipelágica del país lo convierte en un banco de pruebas para diversas soluciones de envío. El gobierno ha estado trabajando en el comercio internacional de hidrógeno desde la década de 1990, cuando asignó USD 41,5 millones a este objetivo [10]. Los actores públicos y privados japoneses, respaldados por el gobierno, han firmado varios acuerdos bilaterales para importar hidrógeno producido en diferentes países, con diferentes tecnologías y diferentes soluciones de envío. Los primeros envíos de proyectos piloto o de demostración en Australia, Arabia Saudita y Brunei no involucraron hidrógeno verde, dando énfasis a que este último es una ruta económica para el mediano a largo plazo.

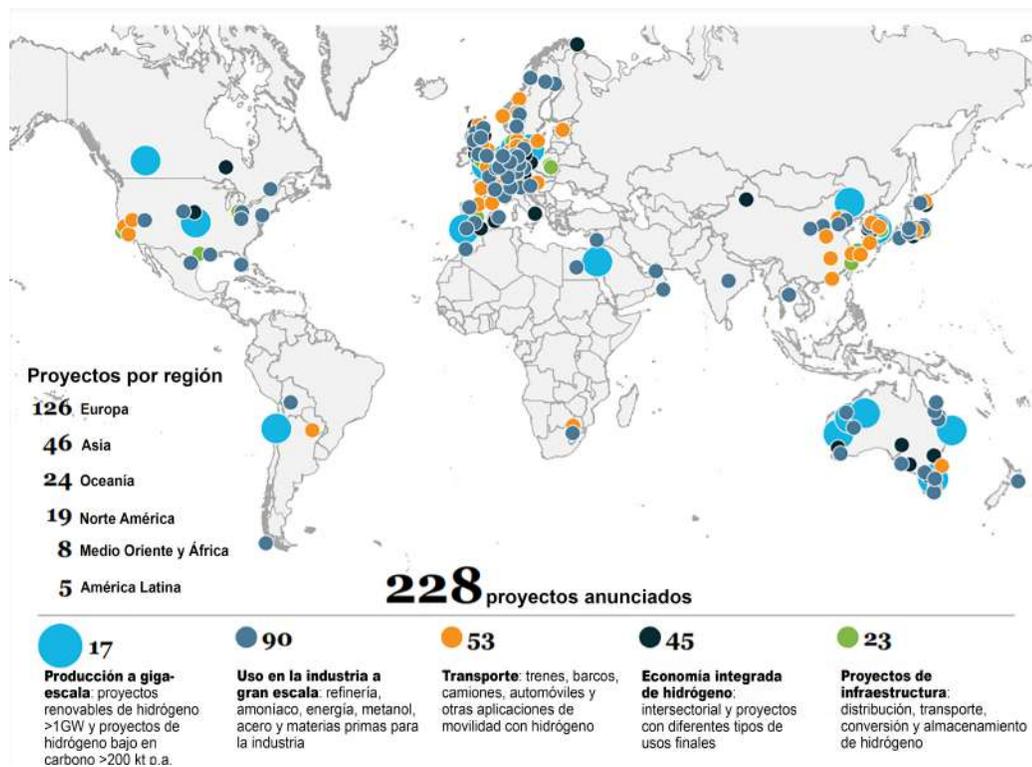
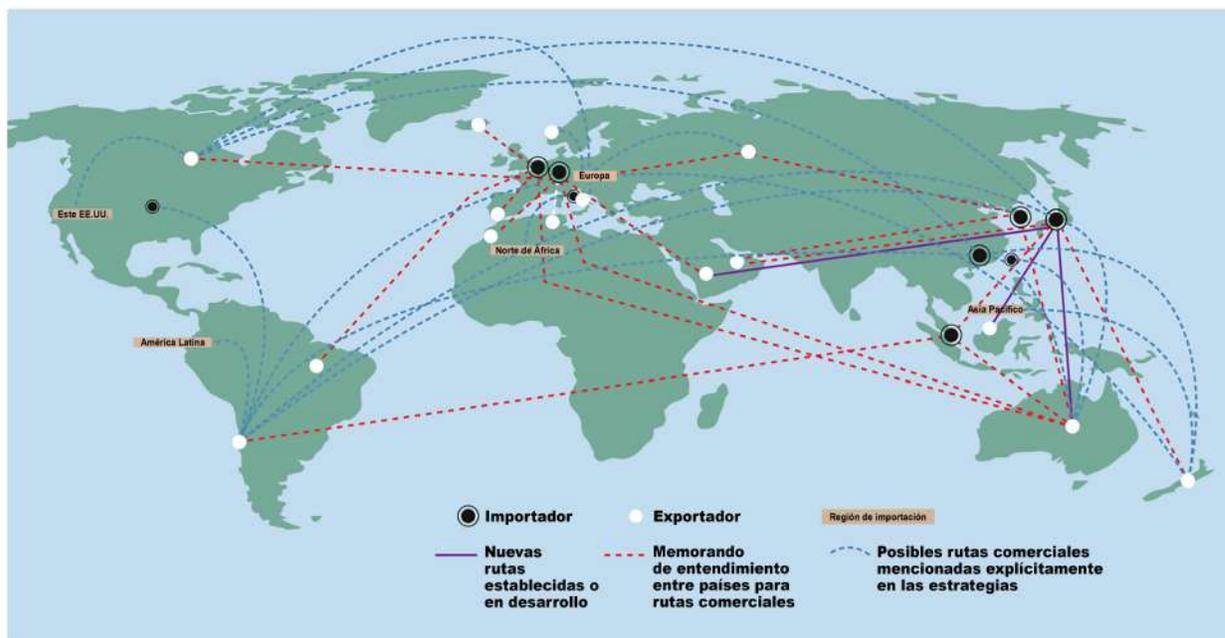


Fig. 2.10: Proyectos globales de hidrógeno en la cadena de valor [9]. Adaptado al español.

Es de esta manera que países del mundo ya pueden ser clasificados oficialmente como exportadores o importadores del recurso, con análisis de rutas comerciales que posteriormente serían traducidas como las demandas respectivas de hidrógeno en cada una de las estrategias nacionales (Figura 2.11).



Nota: Las políticas de hidrógeno están evolucionando rápidamente. La información sobre esta figura se ha mantenido lo más detallada y completa posible en el momento de redactar este informe; sin embargo, es posible que más países hayan anunciado o planificado nuevas rutas de hidrógeno.

Fig. 2.11: Rutas comerciales previstas para el hidrógeno a partir de 2021 [4]. Adaptado al español.

A partir de este momento se destacará particularmente la nación latinoamericana con mayores posibles rutas comerciales en la Figura 2.11, Chile, país que se caracteriza por tener condiciones más que óptimas para el potencial renovable y foco de este informe.

2.2. Oportunidades de Chile

2.2.1. Gran capacidad renovable y potencial productor de hidrógeno

Chile tiene tanto potencial que, de enfocar sus recursos y esfuerzos de forma eficiente, para 2030 puede llegar a producir el hidrógeno más barato del mundo, con un LCOH aproximado de 1.3 USD/kg de hidrógeno (Figura 2.12) [22]. Se debe principalmente a que en el norte de Chile se encuentra la radiación solar más alta del planeta, alcanzando factores de planta del 35 % en plantas fotovoltaicas monofaciales de seguimiento en 1 eje [22]. La generación solar en la zona central es más competitiva que la generación eléctrica con energía fósil, potencial aprovechable dada la cercanía a grandes centros de consumo, a redes de gas y a centros logísticos portuarios y viales [22]. Además, los vientos del extremo austral soplan con la misma energía en tierra que mar adentro, permitiendo turbinas eólicas de 120 metros de altura que pueden alcanzar factores de planta sobre el 60 % en tierra, equivalente a turbinas off-shore en otros países [22].

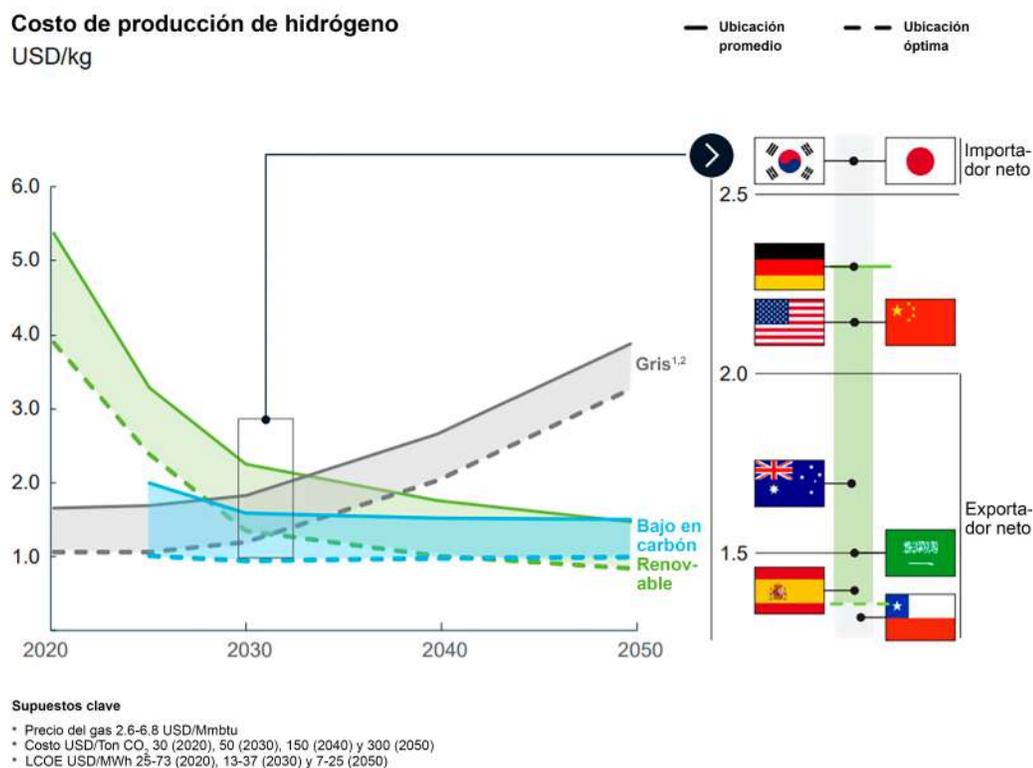


Fig. 2.12: Vías de producción de hidrógeno, incluidos los costos del carbono [9]. Adaptado al español.

«El potencial renovable de Chile es enorme, pudiendo abastecer hasta 70 veces la demanda actual del país» cita de la Estrategia Nacional del hidrógeno [22]. Los sectores solares y eólicos están madurando aceleradamente. En 6 años, Chile ha quintuplicado su capacidad de generación de esas fuentes y se proyecta que, al 2030, hasta el 70 % de su matriz eléctrica será renovable [22]. La creciente inversión en estas energías, así como en almacenamiento y en infraestructura de transmisión, es una señal de una transición decidida a un sistema eléctrico más sostenible [22].

Además de las favorables condiciones climáticas, Chile se caracteriza por ser un país cuyo PIB depende notoriamente de la actividad minera, tener acceso a favorables rutas comerciales marítimas y de poseer yacimientos de combustibles tradicionales muy limitados, catalogándolo como importador de enormes cantidades de combustibles fósiles y otros productos para abastecer las necesidades del país. Estas características propias de Chile pueden otorgar beneficios adicionales a las ya mencionadas con la implementación de un mercado de hidrógeno verde. Además de tener el potencial como exportador del recurso, dar una solución a la intermitencia renovable y ser una de las soluciones al cambio climático, el hidrógeno puede lograr la autarquía del país y crear una economía circular en términos de materias primas.

2.2.2. Chile, país minero

Chile es el principal productor de cobre a nivel mundial, siendo responsable de aproximadamente el 30 % de la producción total de este mineral a lo largo de la historia. La actividad minera representa alrededor del 10 % del PIB nacional y es responsable del 55 % de las exportaciones totales del país [40]. Dentro del ámbito productivo del cobre, se puede afirmar que tiene una operación constante a lo largo de las 24 horas del día, por lo que requiere suministro constante de energía y, además, en magnitudes significativas tanto en electricidad propiamente tal con un 33 % del total nacional y en combustibles, específicamente el diésel, logrando una participación del 20 % del consumo nacional [41] y siendo responsable del 15 % de las emisiones GEI del país [42]. El alto consumo en diésel se debe principalmente al transporte de alto tonelaje que se necesita para desplazar el mineral. Un camión minero, comúnmente con el nombre CAEX, high class de 300 toneladas equivale a una demanda eléctrica de 2.5 MW, que podría ser representado como un Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD), a “un generador con ruedas” [43]. Hay muchas centrales de este tamaño que están instaladas. Si estas centrales fueran a petróleo, estarían afectas a impuesto verde, pero ocurre que los camiones mineros con esta capacidad no pagan

impuestos por las características que tienen [43]. En otras palabras, es un sector del cual Chile depende económicamente, tiene altas exigencias energéticas, es contaminante y posee poca regulación. Por tal motivo se han impulsado iniciativas en materia de hidrógeno, que se atribuye a dos consorcios propuestos y co-financiados por la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo), para probar el hidrógeno como combustible en el transporte de carga en la minería [29]. En el primer consorcio se está estudiando y trabajando en el proyecto que tiene por objetivo usar motores de combustión dual petróleo – hidrógeno [29]. Está constituido por la Universidad de Santiago de Chile, Universidad Católica, Alset, Compañía Minera del Pacífico, BHP Chile, Anglo American Sur, entre otros [29]. El propósito es comprobar la viabilidad técnica y económica de la adaptación de la operación de los camiones de extracción minera (CAEX), reequipándolos para desplazar al diésel, pero utilizando tecnología ya existente, es decir, motores reacondicionados que puedan operar de manera dual o sólo con diésel [29]. Para esto, el proyecto tiene una fase de laboratorio e investigación, de ensayo y transferencia tecnológica y finalmente el uso de prototipos industriales en las operaciones mineras [29]. Esta ruta asegura confiabilidad al sistema y bajos costos de implementación para la transición al hidrógeno. El segundo consorcio está liderado por la Universidad Técnica Federico Santa María y tiene las colaboraciones del Centro Nacional del Hidrógeno de España, Ballard Power Systems (Canadá), Agencia Chilena de Eficiencia Energética, Codelco, Linde, Engie, entre otros [29]. Este programa se enfoca en trabajar en el desarrollo de un prototipo de reconversión de un equipos minero de mediana potencia que opera en base a diésel para que funcione de manera totalmente eléctrica mediante la utilización de pilas de combustible alimentadas por hidrógeno [29]. A diferencia de la combustión dual, en este caso se utilizaría sólo hidrógeno, obteniendo equipos móviles 100 % eléctricos con una tecnología de alta pureza. Sin embargo, de momento parecen tener restricciones para altos requerimientos de potencia por lo que se enfoca más al largo plazo o a camiones que operen en minería subterránea en lugar de grandes camiones de extracción en la minería a rajo abierto [29].

2.2.3. Inyección en las redes de gas

Al igual que con los camiones de extracción, Chile busca inyectar el hidrógeno en las redes de gas natural existentes, ya que estudios demuestran que pueden ser combustionados en conjunto en porcentajes de reemplazo de hasta el 35 % sin mayores modificaciones a la red [44]. La acción de introducir hidrógeno en la red actual de gas natural es conocida como “*blending*”. Sin embargo, la concentración permitida de hidrógeno en la red varía significativamente, por ejemplo entre los distintos estados miembros de la Unión Europea

(entre un 0,1-10% en volumen), y en un gran número de países no se permite todavía su inyección [39]. Un problema asociado a este método se presenta en ciertas tuberías de gas, especialmente las construidas a partir de acero u aleaciones de dicho metal, debido al fenómeno conocido como “*embrittlement*”, el cual consiste en pequeñas fugas de hidrógeno a través del material debido a que las moléculas del gas son mas pequeñas que el espacio entre moléculas del metal, este fenómeno aumenta a medida que aumenta el porcentaje de hidrógeno en la cañería y la presión de operación, mientras que disminuye a medida que aumenta el grosor de las cañerías. Además puede evitarse utilizando metales con menor espacio entre moléculas o materiales constituidos por polímeros sintéticos derivados del plástico. Inyectar hidrógeno a tuberías de gas natural es una alternativa de aplicabilidad inmediata con bajos costos de implementación para fomentar el hidrógeno, pero no es la única, también se pueden construir cañerías dedicadas exclusivamente al transporte y distribución del hidrógeno, diseñándolas con un diámetro mayor y capaces de soportar mayor presión, del cual se hará mención en próximas secciones [44].



(a) Matriz energética de Chile 2019 [45].



(b) Importaciones y exportaciones de combustibles 2019 [46].

Fig. 2.13: Balance nacional de energía 2019. Todo expresado en Tcal.

2.2.4. Beneficios al descarbonizar los usos actuales del hidrógeno

Con respecto al reemplazo de los usos actuales del hidrógeno, no solo es importante destacar lo que se puede hacer con este recurso, sino también lo que se deja de hacer. Para el balance energético del año 2019, los recursos fósiles (petróleo crudo, carbón mineral y gas natural) representaron un 68 % del total de fuentes energéticas utilizadas en el país, de los cuales alrededor del 96 % es proveniente del exterior (Figura 2.13). Estas cifras son alarmantes, en particular porque de descarbonizarse únicamente la generación de electricidad, aún restaría un 37 % del uso de combustibles fósiles destinados a la refinación del petróleo, que mediante el proceso de destilación con *hydrotreating* e *hydrocracking*, se obtiene la variedad de combustibles más conocidos tales como el diésel, gasolinas, kerosene, etc. Según Aduanas de Chile [47], para el 2020 los combustibles significaron aproximadamente el 13 % de los gastos totales de importación. El hidrógeno no solo ahorraría estos gastos, sino que también otorgaría independencia energética particularmente en los usos del petróleo crudo incluidos sus derivados y en los usos del gas natural sin generar residuos contaminantes, fomentando y reforzando la economía circular.

Bajo el mismo concepto, en el proceso de refinación de cobre, conocido como pirorefinación, se utilizan gases para eliminar el oxígeno presente en el cobre fundido que sale de los hornos [44]. Para extraerlo, se utiliza H_2 y CO , ambos obtenidos a partir de reformado de vapor de diésel en plantas dedicadas a este proceso al interior de las mineras. Tanto en el proceso de reformado de vapor de diésel como en el proceso de pirorefinación del cobre se produce CO_2 , sin embargo, de abastecerse este proceso con hidrógeno verde no solo se eliminarían los gases contaminantes y el uso de diésel, sino que también se necesitaría el doble del consumo de hidrógeno, lo que conllevaría nuevamente a una mayor demanda para este recurso y su efectivo escalamiento industrial [44].

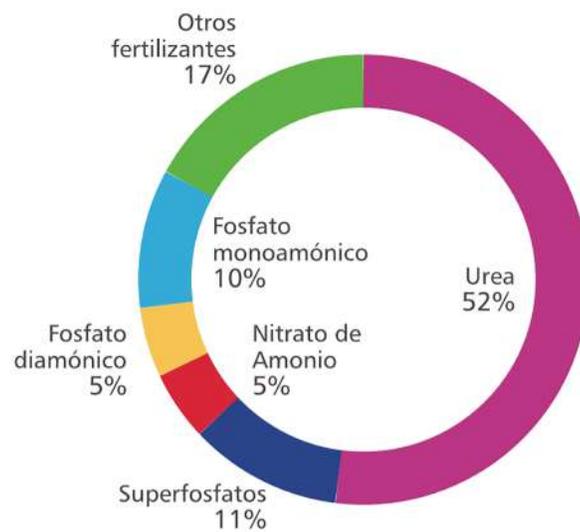
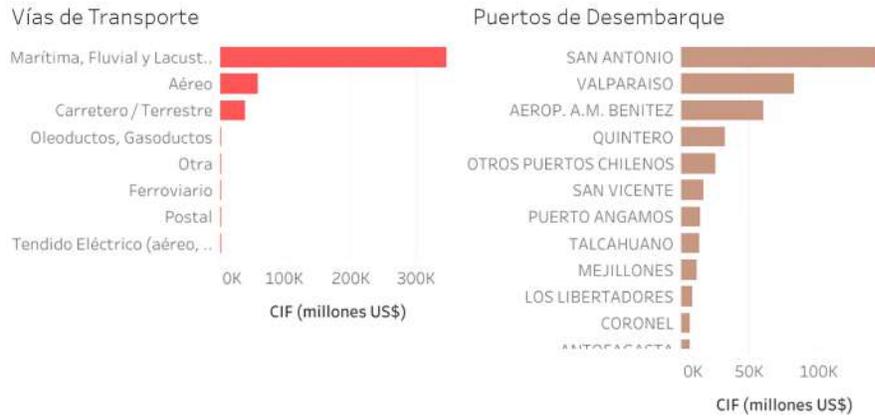


Fig. 2.14: Porcentaje de importaciones por tipo de fertilizante, año 2016 [10].

A partir del hidrógeno es posible producir amoníaco, cuyos detalles se darán en secciones posteriores, que es utilizado ampliamente en Chile como base para explosivos, fertilizantes y en menor medida como refrigerante. Un factor clave en la explotación minera es contar con los explosivos adecuados para abrirse paso en los distintos yacimientos, tanto a tajo abierto como subterráneos [48]. La tronadura es uno de los procesos de mayor relevancia en la extracción minera y su misión específica es precondicionar la roca, sea mineral o estéril, para su posterior tratamiento, de la forma más económica y sustentable para el negocio global [48]. Este mercado, que mueve alrededor de 300.000 toneladas anuales, en Chile se concentra principalmente en dos empresas, la australiana Orica y la chilena Enaex, que en conjunto controlan sobre el 90 % de la industria chilena de fabricación de explosivos [48]. Dentro de los explosivos utilizados en la minería chilena, el ANFO (Ammonium Nitrate Fuel Oil) es quizás el que supone un mayor volumen de uso. El nitrato amónico es el principal componente de todos los explosivos industriales modernos y se obtiene mediante la neutralización del ácido nítrico con amoníaco en una reacción exotérmica. En el caso de Enaex, éste es importado en un 100 % en estado líquido por barco [48]. Además, el amoníaco es ampliamente utilizado como componente de los fertilizantes en la agricultura y es el químico sintético que más se fabrica en el mundo. Alrededor del 88 % del amoníaco producido se usa para fertilizar cultivos agrícolas [10]. Chile es un importador neto de fertilizantes, con un volumen de 1.1 millones de toneladas anuales, siendo por lejos la urea el principal producto importado (Figura 2.14) y destacando que se produce a partir de la combinación de amoníaco y CO_2 , por lo que además de evitar costos de importación utiliza gases efecto invernadero para su desarrollo.

2.2.5. Beneficios del comercio internacional

Para potenciar una economía destinada a la exportación es necesario poseer los medios para hacerlo, tanto en relaciones internacionales como en un medio de transporte que facilite la entrega. Chile es un país para el cual la inserción económica internacional ha sido el componente más importante de su estrategia de crecimiento y desarrollo en las últimas décadas, siendo poseedor de 28 tratados de libre comercio en extensas relaciones bilaterales y multilaterales. Según la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), Chile posee la red de tratados de libre comercio más poderosa del mundo, ya que se tiene acceso a más del 60 % de la riqueza global, superando por lejos a varias naciones que también han apostado fuertemente por la apertura comercial, como Corea del Sur, México y Nueva Zelanda [49].



(a) Gráfica importaciones año 2020 [50].



(b) Gráfica exportaciones año 2020 [51].

Fig. 2.15: Vías de traslado y puertos de comercio internacional.

De la Figura 2.15 se puede deducir que el medio preferido para el comercio internacional chileno es el marítimo, con una ventaja considerable respecto al transporte aéreo o terrestre. Un desarrollo sostenido del hidrógeno podría facilitar el uso de éste o sus derivados (particularmente el amoniaco) como combustible en el transporte marítimo en el largo plazo. Seguido del transporte terrestre, la investigación en el uso de hidrógeno para la vía marítima ha tenido importantes avances. Un destacado ejemplo es Fraunhofer, que está investigando cómo desarrollar una pila de combustible de alta temperatura a base de amoniaco verde por primera vez para el transporte marítimo, donde increíblemente llevará anclas para 2023 con esta tecnología a bordo [52]. El barco de carga es el medio favorito en lo que respecta a la relación carga/distancia (Figura 2.9), por lo que de utilizarse como combustible el mismo recurso que se exporta abriría grandes oportunidades para Chile dado su extenso uso en este medio, en especial por la forma larga y angosta del país, pudiendo ser factible a futuro un traslado marítimo inter-regional tanto a nivel de pasajeros como de carga en conjunto con el desarrollo de la infraestructura portuaria.

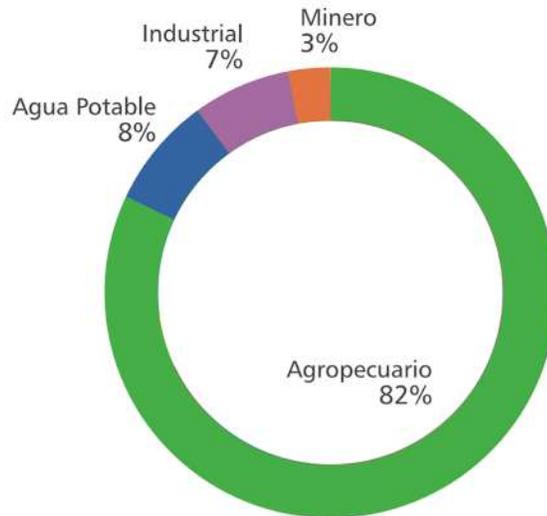


Fig. 2.16: Consumos de agua consuntivos en Chile por sector (2016) [10].

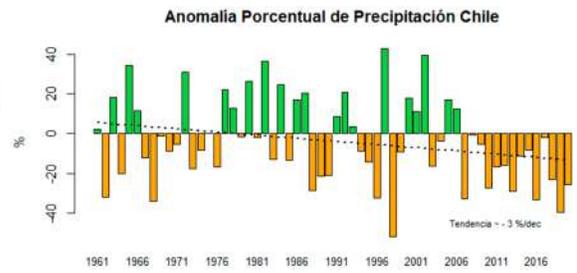
2.2.6. Oportunidad hídrica y fomento a una cultura del agua

El agua, desde sus inicios, ha sido utilizada como un recurso para satisfacer necesidades de abastecimiento doméstico, así como para las distintas actividades básicas productivas. Con el correr de los años, el avance de la cultura y los inicios de la ciencia, las civilizaciones comenzaron a utilizar los recursos hídricos cada vez más intensivamente, como en la obtención de agua potable, procesos industriales, generación de energía eléctrica, actividad minera, agricultura y ganadería, entre otras, de las cuales la producción de hidrógeno pasaría a conformar parte de esta gama de actividades. El costo del agua impacta en menos del 1% al costo final del hidrógeno y se requiere relativamente poca agua (10 litros por kilogramo de hidrógeno verde en promedio), por lo que utilizar agua desalada en zonas de escasez hídrica no es una barrera al desarrollo del hidrógeno [24]. Un 0.6% del uso consuntivo del agua nacional es suficiente para producir el hidrógeno verde que reemplaza todo el diésel, gas natural, gas licuado y gasolina en Chile [53]. Para octubre de 2019 existían en Chile 24 plantas de desalación de agua operando y otros 22 proyectos en diferentes etapas de avance, destinados a satisfacer principalmente la demanda minera, sector productivo que ya no puede hacer uso de aguas continentales para nuevas iniciativas [54]. Eso significa que, para mantener el ritmo de los proyectos, se requerirá una provisión de agua desalada, lo cual representa un desafío importante. Sin embargo, las estadísticas muestran cifras desconcertantes. En la Figura 2.16 se puede observar que para 2016 el consumo de agua en el sector minero chileno fue sólo del 3%, siendo superada con un 7% para la industria y particularmente con un 82% para el sector agrícola y ganadero. Sumado a esto, el futuro hídrico de Chile no es prometedor. En los últimos años se ha observado un sostenido aumento de la temperatura media en Chile,

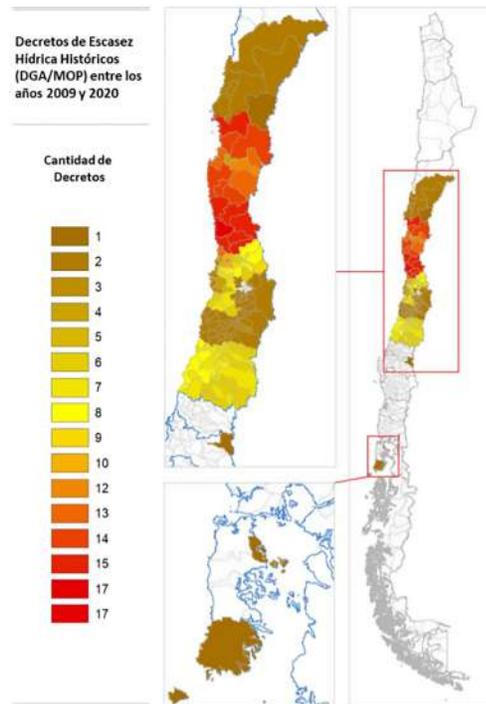
con una tendencia lineal de $+0.14$ °C por década (Figura 2.17a), siendo a partir de 2011 que los años han sido consecutivamente más cálidos de lo normal y, además, la precipitación total anual en el país está disminuyendo a razón de un 3% por década durante los últimos 60 años (Figura 2.17b), por lo que por definición Chile se encuentra constantemente en estado de sequía (falta de agua comparada a condiciones normales) con el período decadal 2010-2019 más seco desde 1961 alcanzando un promedio de 20.6% de déficit a nivel nacional [?]. Las consecuencias del cambio climáticos se están haciendo presentes con las declaraciones de escasez hídrica (desbalance entre oferta y demanda de agua) que se han reportado a lo largo del país (Figura 2.17c), particularmente en las regiones centrales de Chile donde se concentra el sector agrícola y, por ende, los focos de demanda de agua. Se prevé que la sequía se mantendrá a futuro en conjunto con un aumento en la demanda de agua. Además, Chile aún utiliza sistemas de riego muy ineficientes, de los cuales se desperdicia alrededor de un 50-60% del agua utilizada, lo que explica las cantidades exorbitantes del sector [56]. Gracias al clima y amplia costa del país, el potencial desalador se encuentra en el norte, junto a la minería, donde la llegada del hidrógeno si bien no supone un aumento sustancial de agua, puede sentar las bases de una potencial red de suministro hídrico que permita la interacción de todos los sectores asociados al consumo de agua. Se abre la oportunidad de desarrollar la energía en conjunto con la distribución de agua, promoviendo usos más eficientes de traslado y escalamiento, creando una cultura del agua.



(a) Promedio anual de la temperatura media en Chile continental [?].



(b) Anomalía porcentual de precipitación total anual en Chile continental respecto al promedio 1961-1990. Barras verdes representan valores positivos (superávit) y naranja valores negativos (déficit) [?].



(c) Distribución espacial de los Decretos de Escasez Hídrica históricos (2009-2020) [54].

Fig. 2.17: Situación hídrica de Chile.

2.2.7. Creación de empleos

Finalmente, pero no menos importante, el desarrollo de una industria del hidrógeno verde en Chile tiene el potencial de generar como mínimo 22 mil, 87 mil y 94 mil empleos para los años 2030, 2040 y 2050, respectivamente [11]. Al considerar factores de productividad regional, estos valores podrían aumentar a 68 mil, 251 mil y 255 mil empleos, para los años 2030, 2040 y 2050, respectivamente [11]. Los miles de personas que participarán en la construcción, instalación y operación de la industria del hidrógeno verde construirán considerables habilidades y conocimientos [11]. Chile tiene la oportunidad de aprovechar estos conocimientos para proporcionar servicios de consultoría y de construcción a otros países que buscan descarbonizar su economía mediante esta industria. El hidrógeno ya es parte de las proyecciones de Chile y se estima que tendrá un papel crucial en la descarbonización energética para conseguir los objetivos establecidos y alcanzar la carbono neutralidad al 2050. En los planes para lograr este objetivo, el hidrógeno podría contribuir con el 21 % de la reducción de emisiones para cumplir esta meta [11].

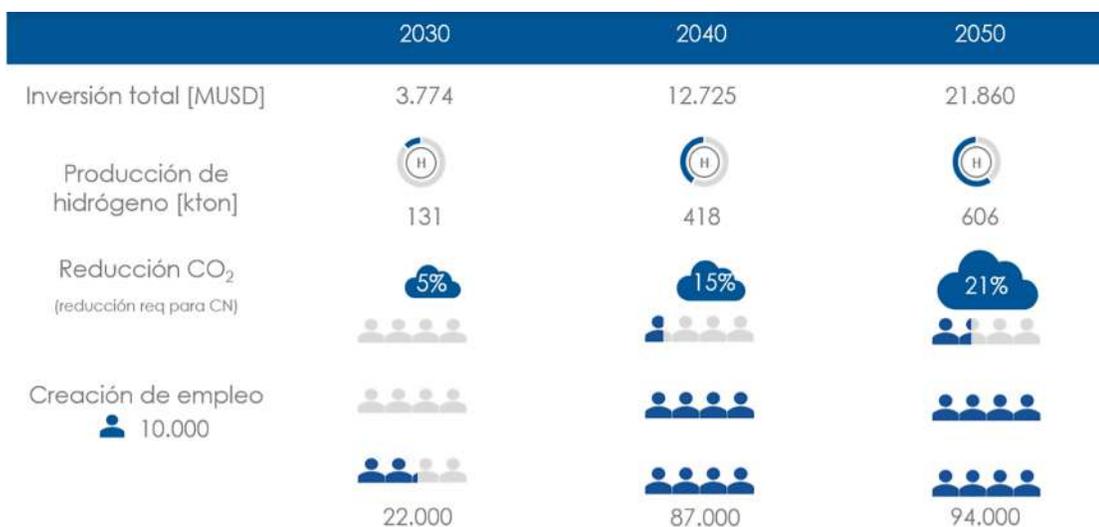


Fig. 2.18: Resumen de inversión total, producción de hidrógeno, reducción de emisiones y creación de empleo directo e indirecto al 2030, 2040 y 2050 [11].

2.3. Barreras y características del mercado de hidrógeno verde

El uso de hidrógeno electrolítico como producto está más cerca de la comercialidad, ya que el hidrógeno electrolítico encaja mejor en la estructura actual del mercado y obtiene precios más altos en los mercados finales que cuando la conversión se monetiza como un servicio. Sin embargo, en las condiciones actuales del mercado y con la excepción de unas

pocas aplicaciones de hidrógeno comercial, seguirán siendo necesarios mecanismos de apoyo para soluciones bajas en carbono. Por ejemplo, la mezcla de hidrógeno y la metanización no pueden competir con el gas natural en términos de valor calorífico en ausencia de una prima por ser neutro en carbono [13].

Poner en práctica los servicios de conversión, como el almacenamiento de electricidad para arbitraje de precios, la optimización de la planta de carga base o la inversión diferida en la red eléctrica, parece difícil a corto plazo. La prestación de servicios de red que utilizan electrolizadores para controlar la energía es una excepción notable [13].

Como reflejo de la complejidad de la cadena de valor técnica del hidrógeno, numerosas partes interesadas interactúan en la conversión, el almacenamiento y los usos finales del hidrógeno. Esta complejidad puede ser un impedimento para la conversión de hidrógeno, ya que podría disuadir a los pequeños jugadores de invertir. Por lo tanto, simplificar y clarificar los procesos y la regulación es esencial para hacer atractivo el modelo de negocio de conversión [13].

Los aspectos económicos de las soluciones de almacenamiento de energía a base de hidrógeno son inherentemente específicos del sistema y de la aplicación. Por lo tanto, los inversores, los responsables políticos y los responsables de la toma de decisiones deben evaluar cómo se comparan las soluciones basadas en hidrógeno adecuadas con las alternativas, en el contexto de las condiciones locales específicas de la aplicación. El modelado de almacenamiento debe realizarse con un nivel de detalle muy alto en las dimensiones de tiempo y espacio para que sea útil y esto sigue siendo un verdadero desafío para la industria [13].

La conversión de electricidad renovable variable en hidrógeno conlleva pocos desafíos ambientales. En general, las soluciones de almacenamiento de hidrógeno dan como resultado emisiones más bajas que otras tecnologías de almacenamiento de energía, aunque sus contaminantes del ciclo de vida completo y las emisiones de GEI dependen de la fuente de energía primaria y la tecnología de producción de energía [13].

También es muy poco probable que el uso de la tierra sea una limitación para las soluciones de conversión basadas en hidrógeno, aunque los sistemas basados en energías renovables podrían enfrentar problemas debido a sus requisitos de tierra. Los módulos de electrólisis requieren una superficie mínima [13].

El requerimiento de agua de la electrólisis (el agua se usa como materia prima y para enfriar) es un factor importante a considerar en una evaluación del impacto ambiental de las soluciones de hidrógeno, pero generalmente es menor que para otras tecnologías de generación de energía con bajas emisiones de carbono. Los requisitos de refrigeración son mucho mayores, pero pueden evitarse mediante el uso de torres de evaporación y circuitos de circuito cerrado [13].

El hidrógeno plantea problemas de seguridad debido a la combinación de su naturaleza

inflamable y explosiva y su composición molecular. Los riesgos son relativamente limitados en condiciones al aire libre, donde el hidrógeno se eleva rápidamente y se diluye en concentraciones no inflamables. Pero, en espacios reducidos, puede dar lugar a altas concentraciones en la parte superior de una instalación, aumentando el riesgo de explosión e incendio. De hecho, los riesgos del hidrógeno son particularmente problemáticos porque las fugas de hidrógeno son difíciles de detectar. El hidrógeno es incoloro e inodoro, y la adición de un odorán no es posible debido al pequeño tamaño molecular del gas. Es virtualmente indetectable para los humanos. Por lo tanto, los sensores son cruciales para prevenir incidentes. Aunque existen y se utilizan en la industria, las tecnologías son muy voluminosas y caras, y no pueden distinguir de forma fiable entre moléculas de hidrógeno y metano. Un historial de señales falsas las hace poco prácticas para un amplio despliegue de soluciones de hidrógeno. Se necesita más I + D en sensores, instalaciones de prueba y certificación [13].

La colaboración internacional es esencial para el desarrollo de regulaciones, códigos y estándares armonizados. El hidrógeno tiene un historial de uso seguro en las industrias química y petroquímica, donde se maneja de manera similar a otros combustibles. Mientras tanto, los pequeños usuarios finales están sujetos a marcos regulatorios muy estrictos que pueden ser sobreprotectores. Pasar del uso limitado por mano de obra capacitada al uso público requerirá un delicado equilibrio de las regulaciones existentes. Además, el uso de hidrógeno como portador de energía es un concepto relativamente nuevo y puede ser vulnerable a percepciones públicas erróneas. Para ello, la educación es fundamental y debe proporcionar información sobre seguridad, además de hacer hincapié en las ventajas medioambientales del hidrógeno como combustible [13].

El valor de las soluciones energéticas basadas en hidrógeno radica principalmente en su capacidad para convertir la energía renovable en portadores químicos ecológicos: hidrógeno, metano, metanol y amoníaco. En otras palabras, el valor del hidrógeno radica principalmente en su versatilidad. Más que un simple portador de energía, el hidrógeno puede actuar como un puente entre las diferentes ramas del sistema de suministro de energía, optimizando el uso de la energía generada a partir de energía renovable a nivel del sistema energético y, al mismo tiempo, utilizando la infraestructura química. Las aplicaciones de las soluciones de conversión basadas en hidrógeno son, en esencia, específicas del sistema. Sin embargo, sea cual sea el uso final y el sistema energético, el desarrollo de soluciones a base de hidrógeno está sujeto a tres prerrequisitos: una mayor penetración de las energías renovables variables en el mix energético; la reducción del costo de la electrólisis, y algún tipo de apoyo de las autoridades públicas en el corto y mediano plazo [13].

Las tecnologías individuales basadas en hidrógeno están ahora suficientemente probadas para permitir el establecimiento de grandes proyectos de demostración integrados. Estos, sin embargo, todavía están en gran parte atrapados en la inversión "valle de la muerte", donde

la tecnología es costosa de demostrar a gran escala y su viabilidad / rentabilidad sigue siendo incierta, aunque existen proyectos de demostración de mediana escala en Europa. Como resultado, la financiación pública y empresarial sigue siendo esencial [13].

Las autoridades públicas deben armonizar y adaptar regulaciones, códigos y estándares para permitir el crecimiento de la industria del hidrógeno. Esto incluye revisar las condiciones en las que los electrolizadores contribuyen a los servicios auxiliares, introducir la regulación de la mezcla de gas natural y fomentar la aceptación social y la educación mediante la participación de las partes interesadas y la formación de futuros profesionales del hidrógeno. Por último, las autoridades públicas tienen una amplia variedad de incentivos temporales a su disposición para ayudar a transformar las soluciones basadas en hidrógeno en actividades comerciales autosostenibles. Estos incluyen tarifas de alimentación, exenciones de tarifas de red, exenciones de impuestos y cuotas. La elección es principalmente una decisión política y depende de las características particulares de cada sistema [13].

El hidrógeno tendría sentido como complemento y habilitador de la electricidad renovable, debido a sus propiedades únicas. La eficiencia en los distintos pasos de la cadena de valor del hidrógeno es crucial para minimizar el desperdicio de energía y hacerlo comercialmente viable [13].

La eficiencia afecta los costos operativos (OPEX) de la producción de hidrógeno, pero la gran inversión inicial necesaria también es un gran inhibidor para el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía basadas en hidrógeno. Los proyectos de almacenamiento de energía de hidrógeno requieren un elevado gasto de capital (CAPEX) en toda la cadena de valor: producción, almacenamiento, transporte y uso final [13].

Como todas las nuevas tecnologías, el almacenamiento de energía basado en hidrógeno se enfrenta al "valle de la muerte" en su curva de madurez. Se necesitarán altos requisitos de capital antes de que se complete la curva de aprendizaje y la producción en masa resulte en costos más bajos. Las primeras plantas de demostración son proyectos de alto riesgo. También es probable que la competencia con otras tecnologías por el capital sea un problema, ya que el desarrollo está a merced de la penetración variable de las renovables que cambia los modelos energéticos de OPEX (por ejemplo, plantas de energía de gas impulsadas por costos marginales de producción) a CAPEX (sin costo de combustible) [13].

El dilema del "huevo y la gallina" del uso de hidrógeno ha sido uno de los principales impedimentos para realizar el potencial del zumbido del hidrógeno de la década de 2000: no vale la pena invertir en la construcción de estaciones de repostaje de hidrógeno y tuberías para dar servicio a un pequeño número de vehículos, pero estas instalaciones de distribución de hidrógeno son un requisito previo para el despegue de los vehículos eléctricos de pila de combustible. Si bien las aplicaciones estacionarias de almacenamiento basado en hidrógeno podrían incorporarse a las redes existentes (gas y energía), los costos de inversión seguirían

siendo un problema, especialmente si la eficiencia sigue siendo baja (por ejemplo, costos de utilización frente a costos de alimentación; ganancias de eficiencia frente a aumentos en los costos de inversión) [13].

Como los combustibles fósiles, el hidrógeno implica 1) inflamabilidad y 2) detonabilidad. Su rango de concentración de inflamabilidad es muy alto, si se mezcla aire en concentraciones de 4 % a 75 %. La energía mínima requerida para la ignición también es muy baja, alrededor de 15 veces menor que la del metano. Mientras que el metano o la gasolina detonan con mezclas más magras (18 % para el hidrógeno frente al 6,3 % para el metano), el hidrógeno puede detonar con mezclas más ricas (hasta un 59 % para el hidrógeno). Además, a diferencia de lo que ocurre con la mayoría de los otros gases, el hidrógeno comprimido a temperatura ambiente se calienta cuando se expande a la presión atmosférica (efecto Joule-Thomson). Por sí solo, es poco probable que esto dé lugar a una ignición espontánea, pero debe tenerse en cuenta debido a su posible combinación con otros efectos. Finalmente, el hidrógeno también conlleva el riesgo de 3) fragilización de los recipientes de manipulación. Debido a su tamaño molecular muy pequeño, el hidrógeno migra fácilmente a lo largo de las microfisuras de los vasos. De manera más general, su tamaño y baja densidad provocan fugas y difusión. El hidrógeno es inodoro y su llama es prácticamente invisible a la luz del día, lo que dificulta la detección de fugas. Por lo tanto, se necesita un conjunto de códigos y normas internacionales, así como educación sobre el manejo adecuado y seguro del hidrógeno. Garantizar la seguridad es un requisito previo para lograr la aceptación del público, lo que puede facilitarse comunicándose con el público y considerando sus opiniones [13].

La disociación del uso de energía y las emisiones de carbono por el lado del suministro de energía debe complementarse con medidas dentro de los sectores de demanda de energía, en particular el transporte, la construcción y la industria. Las principales opciones de mitigación son la mejora tecnológica (ya sea mediante mejoras en la eficiencia de las tecnologías convencionales o el despliegue de nuevas tecnologías) y el cambio de comportamiento para reducir el uso de energía, así como el cambio a combustibles bajos en carbono [37].

El desafío es construir una generación de hidrógeno, TD y una red minorista completamente nueva. La principal barrera a superar es el riesgo relacionado con la inversión en la producción de FCEV a gran escala, por un lado, y el despliegue de la infraestructura de hidrógeno, por el otro, en particular en un contexto de alta incertidumbre con respecto a la aceptación del mercado de FCEV. Por lo tanto, una mejor comprensión de las preferencias de los consumidores con respecto a la autonomía de los vehículos, la provisión de infraestructura de reabastecimiento y recarga, así como las preocupaciones de seguridad, es clave para mejorar las proyecciones del potencial de mercado de los vehículos de bajas o cero emisiones [37].

El sistema energético actual depende en gran medida de los combustibles fósiles y,

aparte de la cogeneración, existen pocas conexiones entre los diferentes sistemas de TD. En un sistema futuro, el hidrógeno podría desempeñar un papel fundamental al conectar diferentes capas de infraestructura en un sistema energético con bajas emisiones de carbono [37].

El riesgo de inversión asociado con el desarrollo de estaciones de servicio se debe principalmente a los altos costos operativos y de capital, y la subutilización de las instalaciones durante el desarrollo del mercado FCEV, lo que puede conducir a un flujo de efectivo acumulado negativo en un período de 10 a 15 años. Este largo “valle de la muerte” puede minimizarse reduciendo los costos de capital y operativos y maximizando la utilización de activos. Los altos costos de capital están relacionados principalmente con la compresión y el almacenamiento de hidrógeno. Cuanto mayor es la presión del hidrógeno almacenado a bordo de los FCEV, más costosos son los compresores necesarios en la estación: una estación de repostaje de 350 bar es aproximadamente un tercio menos costosa que una estación de 700 bar [37].

Todas las rutas de integración de ERV basadas en hidrógeno se basan en varios pasos de transformación, que finalmente conducen a eficiencias bastante bajas en toda la cadena de conversión en el rango del 20% al 30%. Es importante comparar solo las energías finales de la misma calidad, por ejemplo, la electricidad utilizada en el sistema eléctrico o a bordo de los FCEV. Cuanto mayor sea el número de pasos de conversión incluidos, menor será la eficiencia general [37].

Aunque no surgen problemas de compatibilidad con las tecnologías de uso final posteriores en el caso de la conversión de energía a gas, incluida la metanización, es probable que la baja eficiencia general represente una barrera sustancial para el despliegue [37].

Los electrolizadores tienen costos de inversión significativos, lo que significa que solo serán rentables si se operan durante un período de tiempo suficiente durante el año. Dado que los períodos de generación de excedentes de ERV se producirán solo durante un período de tiempo limitado, es probable que depender exclusivamente de los excedentes de generación sea insuficiente para alcanzar factores de capacidad suficientes. Por lo tanto, es probable que se utilice electricidad con al menos algún valor para la producción de hidrógeno. Cada paso de conversión en el camino de la electricidad al hidrógeno y de regreso a la electricidad conlleva pérdidas. Las pérdidas son de menor importancia si la electricidad de entrada no se puede utilizar para otras aplicaciones, es decir, de lo contrario sería necesario reducirla. Sin embargo, la generación de hidrógeno competirá con otros posibles usos del excedente de electricidad, como el almacenamiento térmico. Estos desafíos apuntan a dos áreas de mejora tecnológica: aumentar la eficiencia y reducir los costos de inversión [37].

Cuando se utilizan electrolizadores y pilas de combustible, se producen una serie de subproductos, como el oxígeno (durante la electrólisis) o el calor del proceso, que deben

venderse por separado o utilizarse in situ. En el caso de los sistemas de energía a energía, es beneficioso no solo vender la energía generada a partir de un excedente de electricidad de bajo valor, sino también proporcionar servicios auxiliares y participar en el mercado de control de energía. Aquí se remunera la provisión de carga negativa y positiva controlable [37].

La participación en diferentes mercados energéticos puede ayudar a generar beneficios. Los sistemas de bigeneración (hidrógeno y electricidad) o incluso de trigeneración (hidrógeno, electricidad y calor) ofrecen la posibilidad de vender sus productos al respectivo precio más alto, es decir, electricidad y calor en los momentos de máxima demanda e hidrógeno al sector del transporte, dependiendo de las condiciones del mercado [37].

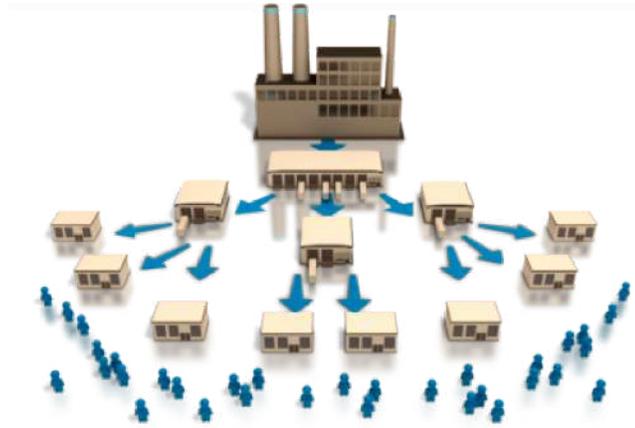
Por último, la ampliación de la venta minorista de hidrógeno agrupada a la cobertura nacional y regional exigirá una importante inversión respaldada por programas gubernamentales y requerirá el consenso entre un gran número de partes interesadas, desde la industria del petróleo y el gas, los proveedores de servicios públicos y de redes eléctricas, los fabricantes de automóviles y autoridades locales, regionales y nacionales. Lograr este entendimiento común del desarrollo futuro bien podría ser el obstáculo más serio a superar [37].



Fig. 2.19: Cinco medidas para que las partes interesadas creen un mercado [5]. Adaptado al español.

2.4. Red de suministro del hidrógeno

Una red o cadena de suministro es, por definición, una red global de organizaciones que cooperan para mejorar los flujos de material e información entre proveedores y clientes al menor costo y a la mayor velocidad. El objetivo general de una cadena de suministro es la satisfacción del cliente [59].



Ahora, en base a este concepto, el diseño de una cadena de suministros (SCN, siglas en inglés) implica decisiones estratégicas sobre el número, la ubicación, la capacidad y la misión de las instalaciones de producción y distribución de una empresa, o de un conjunto de empresas colaboradoras, con el fin de proporcionar bienes a un determinado, pero posiblemente en evolución, base de clientes. También implica decisiones relacionadas con la selección de proveedores, subcontratistas y con las ofertas a realizar a los mercados de productos. Estas decisiones estratégicas deben situarse en un “aquí y ahora” pero, después de un período de implementación, el SCN se utilizará para un horizonte de planificación prolongado. Las decisiones realizadas de adquisición, producción, almacenamiento, transporte y gestión de la demanda generan flujos de productos en la red, con costos, ingresos y niveles de servicio asociados. El diseño adecuado de un SCN requiere la anticipación de estos niveles de actividad futuros. Además, las decisiones de diseño estratégico de SCN se toman en condiciones de incertidumbre. La elección de métricas de rendimiento para evaluar la calidad de los diseños de red es otro desafío importante. Las medidas de retorno de la inversión a menudo son utilizadas por los tomadores de decisiones estratégicas, pero la solidez del diseño también es una dimensión importante a considerar. Sin embargo, a pesar de una vasta literatura sobre diseño de SCN, la mayoría de los modelos publicados consideran solo un subconjunto de estos temas [60].

Dentro del diseño de una cadena de suministros se pueden encontrar actividades primarias, relacionadas a la logística y efectivo despliegue de la infraestructura necesaria para cumplir el objetivo de diseño, y foco de este informe, y las actividades secundarias, que reflejan la gestión, mantención e información en las que se basan las actividades primarias.

En lo que respecta al diseño de una cadena de suministros de hidrógeno (HSCND, siglas en inglés), el concepto se adopta para referirse a la investigación sobre el despliegue de la infraestructura del hidrógeno, cuyas etapas pueden ser identificadas en la Figura 2.20.

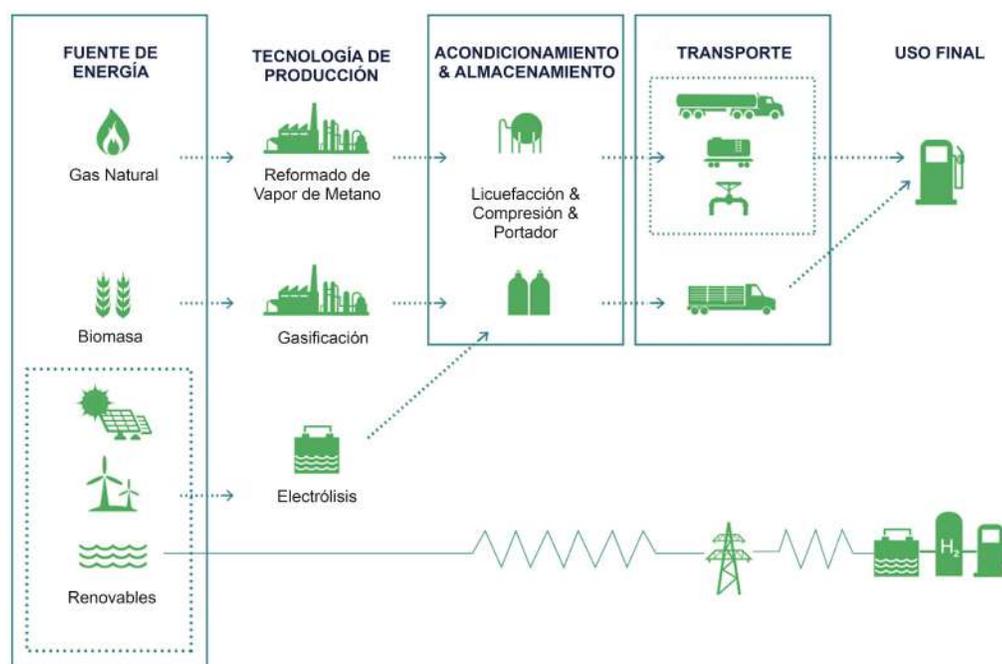


Fig. 2.20: Cadena de suministro de hidrógeno genérica [12]. Adaptado al español.

Dentro de la gama de posibilidades de materias primas, el hidrógeno suele ser producido a partir de gas natural, biomasa o generación renovable en conjunto con sus respectivas tecnologías de procesamiento, siendo estas el reformado de vapor (SMR), la gasificación y la electrólisis del agua. Posteriormente, el hidrógeno debe ser acondicionado para el óptimo aprovechamiento del recurso debido a sus propiedades, ya sea variando la temperatura, presión o añadiendo componentes, donde bien puede ser transportado mediante camiones con remolque, tuberías, barco o ferrocarril a su efectivo almacenamiento (que se adecúe a la forma del hidrógeno) o a un punto de distribución. Finalmente dependiendo del uso que se le dé al hidrógeno, una segunda serie de transporte hace la repartición necesaria para suplir la demanda del recurso, siendo en este caso una estación de servicio para fines vehiculares. Variantes de diseño pueden incorporar producción de hidrógeno in-situ, en el cual el recurso

es fabricado en el mismo sitio donde se le dará uso.

En adelante se hará referencia únicamente a las redes de hidrógeno verde, vale decir, que utilizan como base el agua y la electricidad renovable para su producción.

Los sistemas energéticos deben considerarse como un todo. Dentro de esa visión, el hidrógeno podría desempeñar un papel central como puente entre la electricidad intermitente proporcionada por la energía eólica y solar y el sistema de energía molecular dominante basado en hidrocarburos [13].

Debido al bajo punto de inflamación, la baja energía de ignición y el amplio rango de inflamabilidad, la probabilidad de que el hidrógeno se encienda inmediatamente es muy alta. Para el H_2 licuado criogénico, la quema también es un riesgo [61].

Como el amoníaco es un gas tóxico, debe transportarse de acuerdo con la legislación local, lo que normalmente implica requisitos para los procedimientos generales de seguridad. El amoníaco plantea algunos desafíos para garantizar la seguridad de la tripulación en los barcos, ya que el personal no puede escapar. Por lo tanto, cualquier fuga puede ser fatal porque las tuberías y los recipientes normalmente son de doble pared con detectores de fugas entre la doble pared [61].

2.5. Rutas del hidrógeno

El hidrógeno puede permitir trayectorias de Power-to-X: su capacidad de convertirse en diversas formas de energía final, como la energía, el calor y los combustibles de transporte, se puede utilizar para unir subsistemas del sistema energético que históricamente no tenían, eran limitados o sólo vínculos unidireccionales [37].

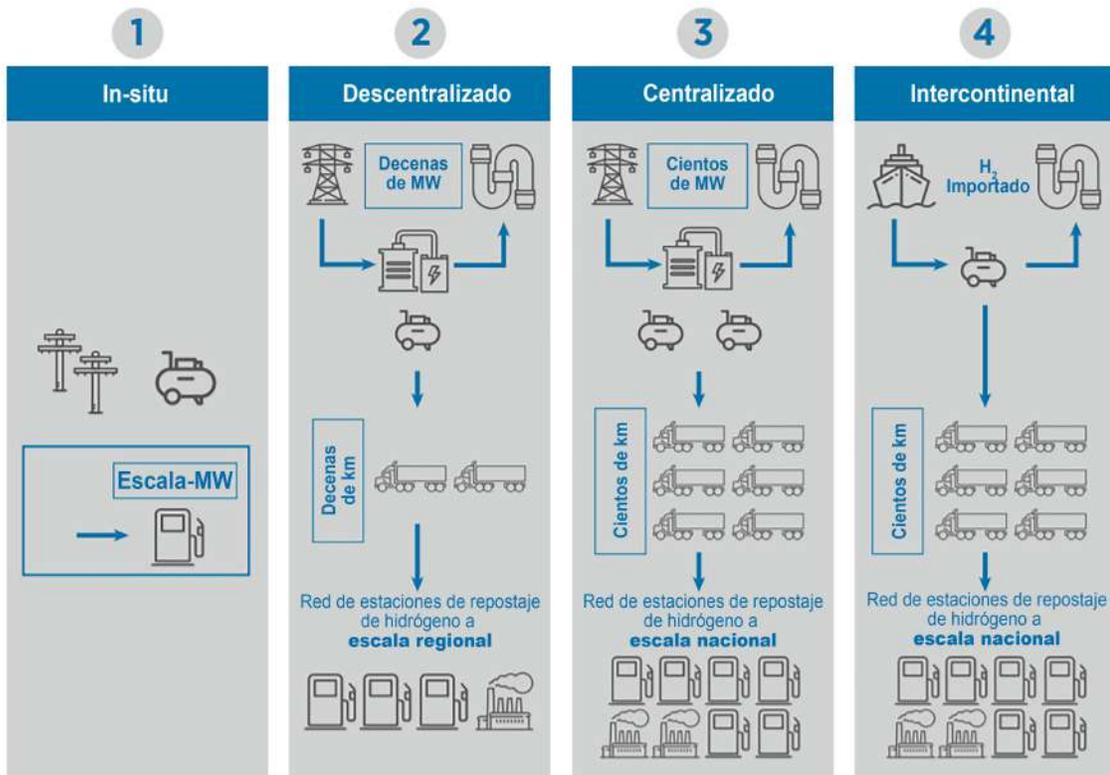
Como se mencionó con anterioridad, el hidrógeno puede ser utilizado para diversos nichos de mercado, con especificaciones muy distintas y bajo contextos nivel país muy diferentes. Es así como, dependiendo del camino o ruta que tome el hidrógeno para cumplir cierta finalidad, nace el concepto de Power-to-X (Figura 2.21).

CATEGORÍA		ACRÓNIMO	DEFINICIÓN
Power-to-Hydrogen		PtH	Producción de hidrógeno (y almacenamiento cuando se solicite) a partir de electricidad baja en carbono, ya sea de la red o fuera de la red
Hydrogen-to-Power		Htp	Suministro de electricidad a la red a partir de hidrógeno con pila de combustible o turbina de gas
Hydrogen-to-Gas		htg-H2	Inyección de hidrógeno en la red de gas natural
		HtF-M	Inyección de metano sintético en la red de gas natural, el metano sintético se obtiene a partir de hidrógeno a partir de PtH mediante procesos de metanización
Hydrogen-to-Fuel		HtF-H2	Hidrógeno en un vehículo para ser inyectado en una pila de combustible
		HtF-S	Hidrógeno para aplicaciones de combustibles sintéticos líquidos: biocombustibles líquidos, combustibles líquidos sintéticos, metano
		HtF-G	Hidrógeno para movilidad a través de combustibles gaseosos (Hythane, biogás, metano sintético)
Hydrogen-to-Industry		HtI	Hidrógeno de PtH y para aplicaciones industriales (por ejemplo, refinería)
Hydrogen-to-Heat		HtQ	Calor de hidrógeno a través de calderas de H ₂ ; hidrógeno para calentar y generar energía a través de CHP (pilas de combustible, turbinas, etc)
Hydrogen-to-Chemical		HtCh	Otras vías hacia los intermedios químicos industriales a partir del hidrógeno que se puedan incluir explícitamente: 1. H ₂ a metanol a olefinas C ₂ , C ₃ 2. H ₂ a gas de síntesis a olefinas C ₂ , C ₃ 3. Metanol/gas de síntesis a hidrocarburos >C ₁ y alcoholes >C ₁ 4. H ₂ a amoníaco y ácido fórmico (que también podría usarse como almacenamiento alternativo de energía renovable)

Fig. 2.21: Rutas Power-to-X [6]. Adaptado al español.

Las naciones que se otorguen el título de exportador desarrollarán rutas Power-to-Hydrogen, mientras que aquellas que desean darle uso al recurso aplicarán las rutas variantes de Hydrogen-to. Es importante destacar que para cada ruta no hay una solución única. Existen diferentes maneras de llevar a cabo el propósito asignado y además existe la posibilidad de que estos caminos puedan confluir en el transcurso de la cadena.

Dependiendo del énfasis que se le otorgue a cada etapa de la cadena de valor, independiente de las peculiaridades que tenga cada diseño, ésta puede presentar ciertas tendencias que permitan encasillar el comportamiento esperado o resultante del proceso (Figura 2.22). El nivel de descentralización define el grado de desarrollo de proyectos energéticos a nivel local y el impacto en la infraestructura de transporte energético. Es decir, involucra el grado de optimización de la infraestructura de transporte energético en función de dotar de mayor autonomía a las regiones. Su enfoque consiste en disminuir, en parte, las inversiones de transporte energético, a la vez que se contribuye a dotar de mayor resiliencia al sector [62].



Nota: Los números 1, 2, 3 y 4 se refieren a las diferentes etapas potenciales de desarrollo futuro en orden cronológico.

Fig. 2.22: Potencial patrón futuro de aceleración de la cadena de suministro de hidrógeno [7]. Adaptado al español.

Una red más o menos descentralizada no es información suficiente como para afirmar si un diseño es mejor que otro, todo depende de la base de datos utilizada, los supuestos y alcances considerados, la escala espacial y la calidad de los recursos. En general, como se observa en la Figura 2.22, grandes inversiones en infraestructura implican costos de producción menores y mayor necesidad de una red de transporte (centralizado), pero que a la vez implica un riesgo mayor por las distancias recorridas [63].

Es necesario destacar que el enfoque de este trabajo no es diseñar una cadena de suministro de hidrógeno, sino adaptar un diseño que tenga respaldo científico para dar respuesta a los objetivos de investigación bajo un contexto dado.

La configuración final de un sistema de hidrógeno podría incluir una combinación de soluciones, como la electrólisis descentralizada ubicada en los sitios del usuario final, con centros de producción centralizados como respaldo o para adaptarse a la demanda fluctuante de entregas por carretera [13].

Las aplicaciones etiquetadas como 'hydrogen-to-X', donde X es una sustancia química o un combustible, se pueden definir de diferentes maneras. En el contexto de este informe,

el concepto de Power-to-X se considera como la combinación de un paso inicial de Power-to-hydrogen seguido de un paso de Hydrogen-to-X [64].

2.6. Descripción tecnologías de electrólisis

El principio de la electrólisis del agua no es complejo, siendo la separación de ésta en sus componentes básicos, lo que permite el desarrollo de diferentes variantes tecnológicas a partir de diversos aspectos físico-químicos y electroquímicos. En base al electrolito y la temperatura de operación, usualmente los electrolizadores son separados en cuatro tipos principales de tecnologías: Alcalinos (AEL), Membrana de intercambio de protones (PEMEL), Estado sólido o alta temperatura (SOEL) y Membrana de intercambio aniónico (AEMEL) [8].

El electrolizador alcalino es una tecnología bien establecida en el mercado y es considerada una tecnología madura. Se destaca por no utilizar catalizadores de metales nobles (bajo costo de capital) y se mantiene estable durante una vida útil muy larga (a menudo superior a 100000 horas) [65]. Históricamente, los sistemas han mostrado un comportamiento dinámico deficiente, con una flexibilidad de carga limitada, debido a que han sido utilizados principalmente para un modo de uso continuo en un entorno industrial [65]. Por el contrario, el electrolizador PEM está emergiendo rápidamente y entrando en despliegue comercial. Son relativamente pequeños y poseen un tiempo de respuesta dinámica más rápida, haciéndolos potencialmente más atractivos que los electrolizadores alcalinos en áreas urbanas densas y preferidos para el acoplamiento con energía renovable variable [19][18]. Los principales inconvenientes son la durabilidad (relacionada con la pérdida del catalizador y la vida útil de la membrana) y el costo, en parte debido a que los catalizadores consisten en costosos metales del grupo del platino [65]. Los electrolizadores de estado sólido (SOEL) en la actualidad solo se implementan a escala de kW, aunque algunos proyectos de demostración alcanzan mayores capacidades [8]. A diferencia de los anteriores, estos operan a alta temperatura (700-850 °C) y pueden operar en modo inverso, generando electricidad a partir del hidrógeno como celda de combustible (SOFC). Se caracterizan por poseer una eficiencia extremadamente alta (> 80 %) y ser particularmente útiles en industriales donde el calor residual se puede reciclar, como la fabricación de combustibles sintéticos [65][18]. Sin embargo, el mayor inconveniente de SOEL es que la operación a alta temperatura conduce a tiempos de puesta en marcha prolongados y una respuesta lenta [65]. Finalmente, los electrolizadores AEMEL son la última tecnología en aparecer con solo unas pocas empresas comercializándola, con un despliegue limitado [8]. El potencial de AEMEL radica en la combinación de un entorno menos hostil que los electrolizadores alcalinos con la simplicidad y eficiencia de un electrolizador PEM [8]. Permite el uso de catalizadores no nobles, componentes libres de titanio y, al igual que

con PEM, el funcionamiento bajo presión diferencial [8]. Sin embargo, la realidad es que la membrana AEMEL tiene problemas de estabilidad química y mecánica, lo que genera perfiles de vida útil inestables [8].

La electrólisis puede contribuir a la estabilidad de la red a corto plazo: muestra que la planta podría funcionar con tan poca frecuencia como el 50 % del tiempo sin elevar el LCOH por encima de su nivel de modo de carga base. El tiempo de inactividad podría utilizarse para participar en los mercados de equilibrio o capacidad [13].

2.7. Competitividad de los electrolizadores

En esta sección se dará especial énfasis a las tecnologías de electrolizadores que ya se encuentran en comercialización y disponen del respaldo científico suficiente para justificar su escalamiento, es decir, los electrolizadores alcalinos y PEM.

Para una comprensión más expedita de los beneficios que ofrece el tipo de tecnología y su modo de uso, se introducen algunos conceptos. En lo que refiere a este trabajo, Factor de Planta o de Capacidad (CF, siglas en inglés) se define como la producción de electricidad real dividida por la producción de electricidad máxima posible de una central eléctrica, durante un período de tiempo dado, usualmente un año [27]. El CF permite que los expertos a la energía examinen la confiabilidad de varias plantas de energía, dado que depende de factores como los tiempos de mantenimiento, intermitencia, vertimientos y pérdidas de energía [66]. Básicamente, mide la frecuencia con la que una planta está funcionando a máxima potencia. Una planta con un factor de capacidad del 100 % significa que está produciendo energía todo el tiempo. Por lo general, las unidades que funcionan todo el tiempo se consideran “carga base”, las unidades que funcionan a niveles intermedios (en términos de horas por año) se consideran “intermedias” y, finalmente, las unidades que solo funcionan unas pocas horas al año (generalmente menos de 1000) se consideran “picos” [27]:

$$CF [\%] = \frac{\text{Generación Real}}{\text{Generación Máxima Posible}} = 100 \cdot \frac{E_{total}}{P_{max} \cdot 365 \text{ days} \cdot 24 \text{ hours/days}} \quad (2.2)$$

P_{max} = Capacidad máxima por hora en MW.

E_{total} = Generación real total en un año en MWh.

Ligado a lo anterior, un equipo se encuentra en Operación en Carga Parcial (OPL, siglas en inglés) cuando funciona en condiciones distintas a las de diseño, usualmente en función de un porcentaje de la capacidad nominal [67]. Los equipos suelen probarse en OPL para determinar el desempeño y flexibilidad del sistema para manejar el uso de la energía en carga parcial, cuya habilidad será denominada Eficiencia en Carga Parcial (PLE, siglas en inglés) [68]. En lo que refiere a este trabajo, un buen funcionamiento a carga parcial significa que la eficiencia nominal del equipo no experimenta una caída significativa cuando la carga disminuye [69]. Es importante evaluar el PLE debido a que con ciertas tecnologías se hace imposible, más costoso o inseguro operar bajo ciertos niveles de carga [70].

2.7.1. Conexión y suministro de energía

Dentro de las posibles configuraciones de los electrolizadores, se destacan tres, diferenciándose principalmente por la forma en que se suple la electricidad requerida para el proceso (Figura 2.23) y, por ende, el modelo de negocio.

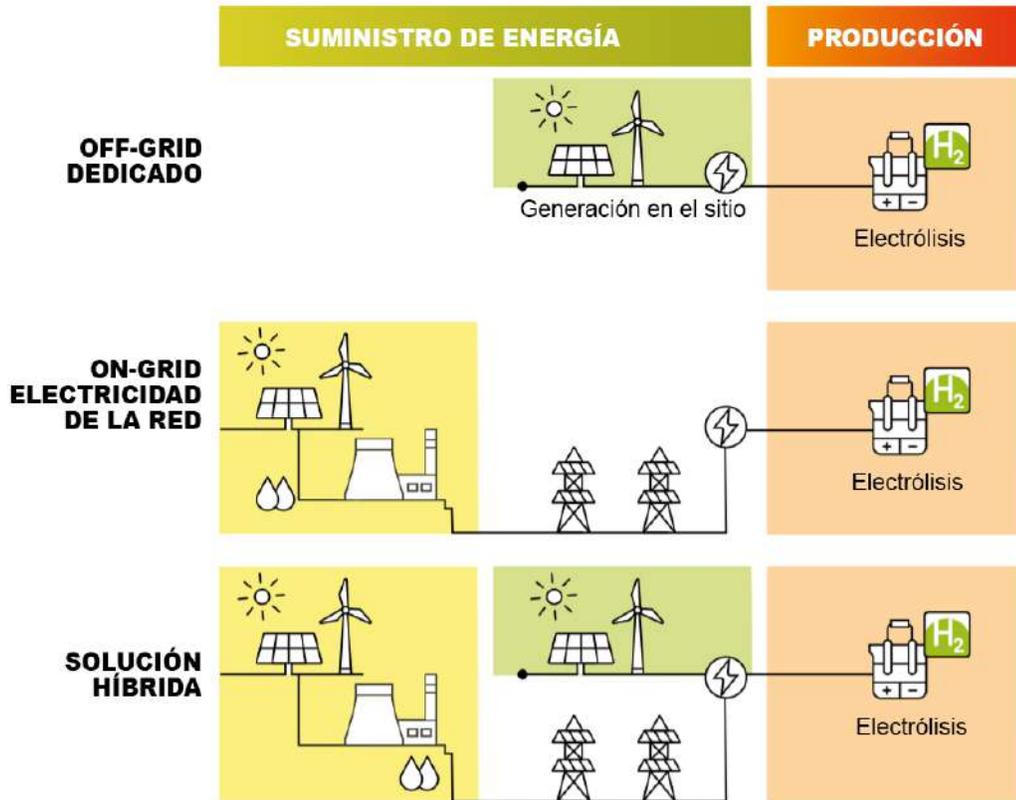


Fig. 2.23: Modelos de producción [14]. Adaptado al español.

- “Off-grid” o Dedicado: La generación renovable (una o más plantas de energía) se dedica exclusivamente a una instalación de electrolisis, sin conexión a la red eléctrica. Esto podría ocurrir en áreas con alta disponibilidad de recursos naturales [14].
 - Ventajas y desafíos: La producción de hidrógeno verde está garantizada, ya que, al ser un proyecto desconectado de la red eléctrica y exclusivamente alimentado por una planta de carácter renovable, el suministro eléctrico es 100 % limpio [25]. Sin embargo, invertir en la infraestructura para producir la electricidad y el bajo factor de planta que tendría el electrolizador producto de un suministro eléctrico solo en las horas que la planta intermitente opere (alrededor de un 30 %) presentan los principales desafíos [25]. Este tipo de conexión permite evitar los costos de electricidad y no aplican costos de conexión a la red eléctrica como el peaje troncal

o el cargo por potencia [25]. Por otro lado, el no tener relaciones con el sistema eléctrico limita su capacidad como aporte de flexibilidad a éste, dificultando usos del hidrógeno con fines de almacenamiento o re-electrificación a la red [25]. Fines de este tipo implicarían la necesidad de un sistema de pronóstico en la disponibilidad de hidrógeno verde por parte del operador del sistema y una coordinación entre las partes para definir el despacho y la confiabilidad de éste como generadora de electricidad [25].

- “On-grid”: La electrólisis está conectada a la red y consume electricidad como cualquier otra industria intensiva en energía. La electricidad se puede comprar en el mercado mayorista o mediante contratos de compra de energía (PPA, siglas en inglés) [14].
 - Ventajas y desafíos: El suministro de electricidad está prácticamente garantizado con un factor de planta cercano al 100 %, se evitan los costos de inversión asociados a la generación de ésta pero se asumen costos de electricidad más elevados en horarios punta [25]. Sin embargo, la compra al mercado mayorista no asegura que la electricidad provenga de fuentes renovables (por lo que no se puede atribuir como “verde”) y en el uso de los PPA se requeriría que el suministro de electricidad sea respaldado por generación renovable [25]. Además, este tipo de conexión, como demandantes de electricidad, conllevan las mismas normas y reglamentos a los que están sujetos los consumidores del sistema, y por ende, actúan bajo indicaciones del operador eléctrico (Coordinador Eléctrico Nacional). Esto implica un efecto de doble filo, donde si bien los electrolizadores han demostrado ser equipos versátiles que pueden pasar a ser consumidores activos o flexibles, con una alta capacidad de respuesta a las necesidades que posea el operador del sistema [7] y abre la oportunidad de nuevos servicios complementarios y remuneraciones adicionales, una operación óptima del sistema bajo la perspectiva del operador puede contradecirse con criterios deseados del inversionista, que siempre apuntará a una utilización plena del electrolizador y no a una subutilización bajo el diseño que éste predispuso, dado que es esencial que una planta de producción de hidrógeno cuente con una alta utilización del electrolizador, para que asegure su viabilidad económica [25]. Es importante mencionar que este tipo de conexión sí aporta con los desafíos de una matriz energética renovable y puede hacer uso del excedente de generación.
- Híbrido: El electrolizador está conectado a una o más plantas de energía renovable y también a la red [14].
 - Ventajas y desafíos: Esto permitiría a la instalación continuar la producción cuan-

do las plantas de energía no están disponibles y vender el exceso de electricidad si la producción renovable excede la demanda de electrolizadores [14]. Este tipo de conexión permite una optimización en el suministro de la energía, aumentando el factor de planta (dependiendo del caso $> 70\%$) combinando los horarios de bajo costo de la electricidad en la red o con PPA en los horarios de alto costo de la misma, con los horarios donde las generadoras renovables dedicadas operan eficientemente [25]. Sin embargo, la incertidumbre del modelo aumenta a la hora de decidir cuánto invertir en cada opción y la regulación necesaria para lograr visualizar todos los beneficios que traería consigo este tipo de modelo [14].

2.7.2. Flexibilidad

La flexibilidad está, en su mayor parte, garantizada por generadores despachables capaces de ajustar su salida hacia arriba y hacia abajo. Los operadores del sistema activan los generadores despachables, dependiendo de su flexibilidad y su costo marginal de producción [13].

Los cambios menores en el voltaje o la frecuencia pueden proporcionar estabilidad a la red en particular [13]. Con ese fin, los operadores del sistema pueden confiar en ciertos generadores que tienen compromisos, con un mercado de capacidad o mediante acuerdos bilaterales con el operador del sistema, para ajustar su producción hacia arriba o hacia abajo, a pedido, en un marco de tiempo dado y de acuerdo con una tasa de aumento definida. Conocidos como servicios auxiliares, estas reservas de capacidad suelen ser al menos iguales a la potencia nominal de la planta de energía más grande de un sistema de energía [13].

Para satisfacer las necesidades de equilibrio y abordar cambios más predecibles en la demanda, como un aumento matutino, los operadores del sistema recurren a las plantas, según sus costos de operación marginales [13]. Las centrales eléctricas de carga base están diseñadas para funcionar a plena potencia en todo momento, aunque todavía tienen cierto grado de flexibilidad (Nuclear, carbón, etc), mientras que las centrales eléctricas de mérito medio operan de forma discontinua siguiendo su clasificación por orden de mérito (Turbinas de gas de ciclo combinado) [13].

Para abordar la adecuación, los operadores del sistema califican las plantas de energía de acuerdo con la cantidad de energía que se puede esperar que produzcan de manera confiable en los momentos de máxima demanda. Esta capacidad se mide por el crédito de capacidad otorgado a cada central [13].

Para mitigar los costos de integración del crecimiento de las energías renovables variables, los operadores del sistema deberán recurrir a recursos alternativos de flexibilidad. Esto será particularmente crucial para mitigar el crédito de baja capacidad de la energía eólica y solar fotovoltaica y para monetizar el exceso de electricidad disponible temporalmente para

evitar la reducción y el desperdicio (por ejemplo, almacenamiento de energía e interconexiones que cubren áreas más grandes para exportar el exceso de energía y suavizar parcialmente el efectos de las variaciones climáticas regionales) [13]. Los recursos alternativos son conocidos y ya se están utilizando en cierta medida (por ejemplo, respuesta a la demanda de la industria, exportación e importación, almacenamiento de electricidad), pero se espera que su función crezca en importancia y su tarea debería facilitarse mediante la mejora de las reglas y los procesos del mercado para la gestión del sistema [13].

La electrólisis rentable es el eslabón perdido en la cadena de valor de conversión de hidrógeno. Aunque la electrólisis de agua de carga continua es una tecnología madura, la necesidad de que los sistemas de electrólisis soporten cargas variables requiere una flexibilidad significativa y esto ha cambiado el enfoque tecnológico [13].

La necesidad de flexibilidad está haciendo que la tecnología PEM entre en una alternativa masiva a los sistemas alcalinos. Esta última es actualmente la opción de menor costo y la única solución práctica para sistemas grandes, pero carece en su capacidad limitada para responder a los cambios de carga y de un diseño complejo que ofrece un potencial limitado de reducción de costos [13].

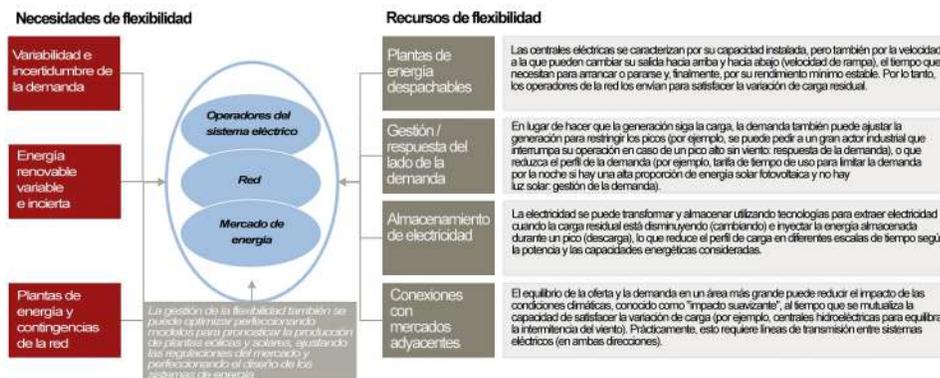


Fig. 2.24: Flexibilidad de recursos y necesidades de flexibilidad en el sistema eléctrico [13]. Adaptado al español.

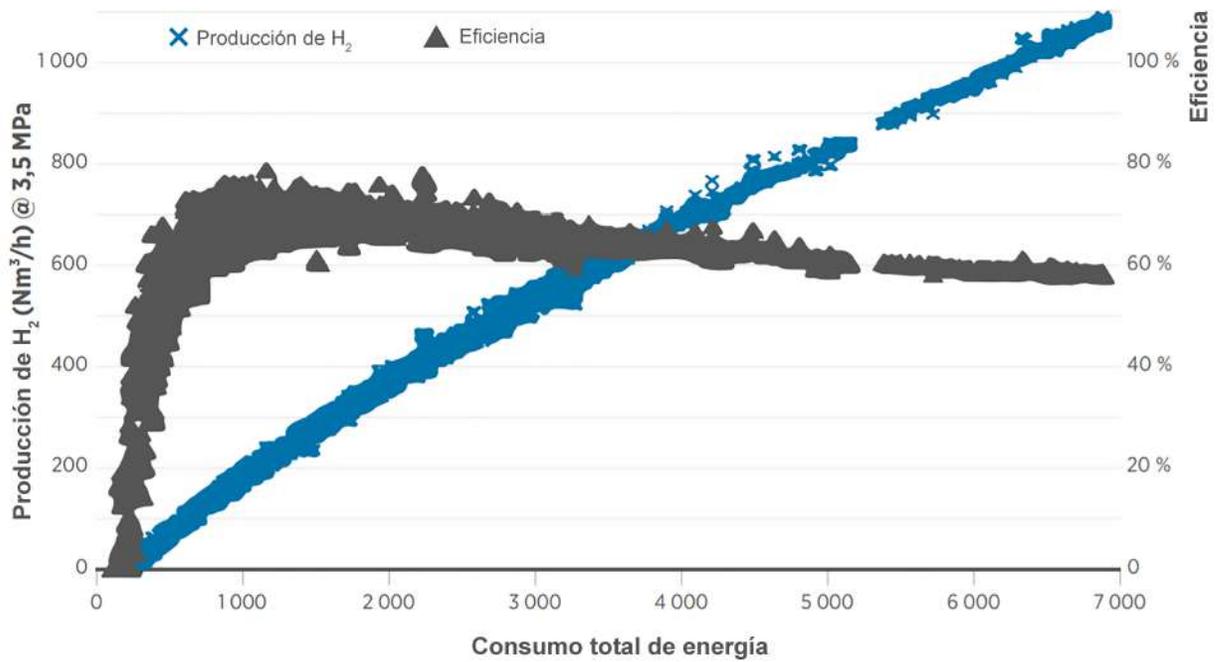


Fig. 2.25: Producción y eficiencia de hidrógeno en función del consumo total de energía de una planta de producción PEM [7]

Los electrolizadores PEM son muy flexibles con respecto a la rampa y el rango de carga: el arranque en frío a máxima potencia es posible en menos de 10 segundos y el rango dinámico cubre casi toda la escala desde 0% hasta 100% de carga, con cargas de hasta 300% posible en tiempos cortos [37]. Los sencillos procedimientos de arranque y parada, sin necesidad de purgar gases inertes o de precalentamiento, aumentan aún más la flexibilidad operativa y reducen el consumo de energía inactivo [37].

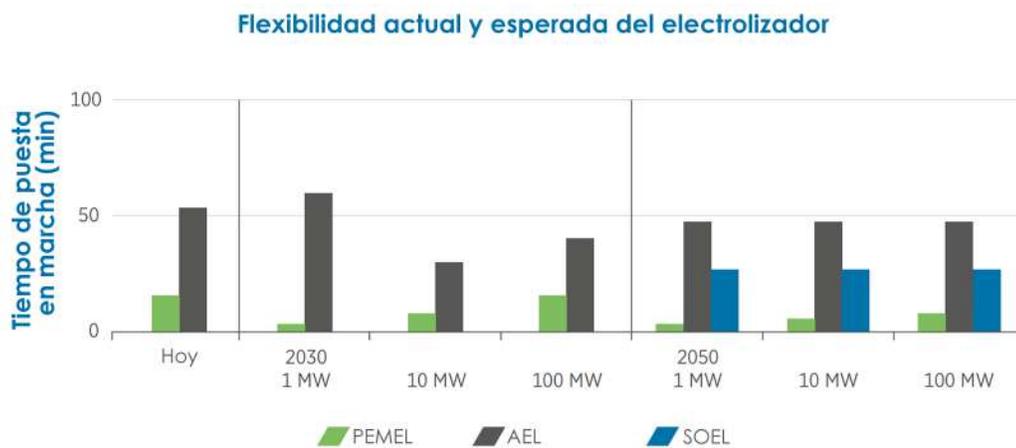


Fig. 2.26: Tiempos de puesta en marcha de electrolizadores [15]

Además, la operación transitoria no está vinculada a una degradación más rápida. Este comportamiento permite operar los electrolizadores PEM de forma dinámica y utilizar efectos de arbitraje en el mercado spot de electricidad [37]. Esto puede reducir significativamente el LCOH de la generación de hidrógeno [37]. Cuando se usa electricidad para electrólisis a lo largo del precio spot promedio acumulado creciente, junto con la tasa de utilización anual respectiva, se puede determinar un factor de carga anual óptimo y un precio umbral, hasta el cual se debe comprar electricidad en el mercado spot para minimizar el LCOH de generación de hidrógeno [37]. Si el electrolizador pudiera participar en el mercado de energía de control primario, donde se remunera el suministro de capacidad de control negativo, los costos de generación de hidrógeno podrían reducirse aún más, mientras se brindan servicios auxiliares al sistema de energía [37].

2.8. Valor de mercado de los electrolizadores

Con respecto a la factibilidad tecno-económica del mercado de hidrógeno, si bien aún existe alta incertidumbre en el comportamiento de éste en un uso intensivo del recurso (grandes escalas), ya hay estudios que propician mayor claridad con respecto a las sensibilidades más relevantes a tener en consideración bajo las diversas situaciones y/o supuestos que puedan darse. Es importante saber bajo qué condiciones el uso de los electrolizadores es realmente rentable, ya sea en el aprovechamiento de los subproductos de la electrólisis, el tipo de conexión y tecnología, así como los parámetros con mayor peso económico.

2.8.1. Subproducto de la electrólisis: Oxígeno

En lo que refiere a las alternativas de producción de hidrógeno verde, independiente del tipo de tecnología que sea utilizado, el proceso de electrólisis siempre tendrá un componente extra como subproducto en el proceso de obtención del hidrógeno. Como se observa en la Figura 2.3, cada 2 moléculas de agua que se sometan al proceso implicarán la producción de 2 átomos de oxígeno. Este componente tiene amplias aplicaciones industriales y de servicio [71], como el papel y pulpa para blanqueo y deslignificación, el vidrio para el enriquecimiento de hornos, metalúrgicas para el enriquecimiento con oxígeno de hornos, químicas para reacciones de oxidación y para incineradores, tratamiento de agua y aguas residuales, corte y soldadura fuerte con gas de metal, piscicultura, y en especial las aplicaciones médicas con el contexto pandémico actual, donde los requisitos de alta pureza del oxígeno para usos médicos puede satisfacerse mediante electrólisis según el estándar de pureza establecido por la Farmacopea de los Estados Unidos (grado USP > 99,0 %) en volúmenes [72].

Dentro de la literatura se puede encontrar el estudio realizado por Ogumerem [73] mediante 2 criterios de optimización en conflicto: (i) la maximización del valor actual neto y (ii) la minimización de las emisiones de gases de efecto invernadero. Se evalúan 2 escenarios: Cuando el oxígeno (subproducto de la producción de hidrógeno de las tecnologías de electrólisis) se ventila a la atmósfera y cuando el oxígeno se recolecta, comprime y vende para los ingresos. Los resultados del caso de estudio indican que cuando se recolecta y vende oxígeno, la producción de hidrógeno a partir de la electrólisis se vuelve más económica y en términos medioambientales no existe una mejora con relación al primer caso considerando una demanda constante de todo el oxígeno producido. Este resultado se puede ver reafirmado en un estudio realizado por el mismo autor en California [74], que bajo los mismos escenarios, los ingresos generados por el oxígeno nuevamente aumentaron la rentabilidad de la electrólisis. Desde otra perspectiva, Squadrito [72] evaluó la rentabilidad para una empresa o inversor que, en lugar de comprar el oxígeno que necesita a un distribuidor externo, autoproduce este oxígeno para aumentar los beneficios económicos mediante un electrolizador alimentado por una central fotovoltaica, asumiendo que el oxígeno es comprimido y almacenado a alta presión (200 bar) y todo el oxígeno producido se consume dentro de la empresa. El caso de estudio concluye que en general, salvo algunos casos, la economía de escala tiene un efecto positivo en la rentabilidad del oxígeno: El Valor Presente Neto (VPN) aumenta con el tamaño del electrolizador. Además, indica que el parámetro más importante en la rentabilidad del oxígeno está dado por la variación en el valor de mercado del distribuidor externo.

Ahora, si bien dentro de la literatura el oxígeno logra mejorar la inversión en hidrógeno verde, desde la perspectiva de éste, la incidencia del precio del oxígeno y del agua en el LCOH es bastante reducida [10], donde sumado a que el mercado del oxígeno es relativamente pequeño (especialmente porque la demanda generalmente se abastece en el sitio para evitar costos de licuefacción y transporte) [75], se justifica su omisión en la mayoría de los diseños de cadena de suministro del hidrógeno. Finalmente, es importante destacar que aunque el oxígeno no forma una pieza fundamental en el mercado de hidrógeno, de todas maneras hay tendencia a darle un uso al recurso, ya sea en la venta del mismo o en su retroalimentación al sistema para otras tecnologías como las celdas de combustible, y por lo tanto implica que eventualmente se requerirá una logística para distribuir eficientemente este subproducto.

2.8.2. Sensibilidad de los parámetros

Según información publicada por IRENA [8], tanto en la tecnología alcalina como en PEM, el 55 % de los costos de inversión están dados por el balance de planta, término que alude al funcionamiento del electrolizador como el suministro de electricidad, procesamiento del hidrógeno, circulación de agua y enfriamiento, mientras que el otro 45 % del total

corresponden al equipo propiamente tal, como la celda electrolítica. Sin embargo, para la formulación de escenarios y/o análisis del comportamiento en la producción de hidrógeno verde, es útil proporcionar información sobre qué parámetros tienen mayor impacto en el LCOH al tener cierto grado de variación, en especial en situaciones con suministro de electricidad renovable. Para ello, se analiza un estudio ligado al suministro con energía solar y otro ligado al suministro con energía eólica.

En un estudio dirigido por la GIZ [10] desde una perspectiva de inversión única de hidrógeno (solo la planta electrolizadora, tecnología PEM), cuyo suministro eléctrico puede provenir de 2 ofertas de licitación de energía para clientes regulados: 1) Por medio de un bloque solar (factor de planta de 30 %). 2) Por medio de un bloque de 24 horas, con un mix renovable (factor de planta de 90 %). Para ello, se desarrollaron 6 escenarios, los cuales difieren en el costo de inversión del electrolizador, costo que puede ser alto, medio o bajo y la fuente de energía eléctrica correspondiente, para posteriormente realizar un análisis de sensibilidad para determinar los factores críticos sobre el LCOH. Los resultados indicaron que los factores de mayor impacto sobre el LCOH son el precio de la electricidad y el factor de planta, seguido por el costo de inversión, mientras que la incidencia del precio de venta del oxígeno y compra del agua es reducida. Además, variando el precio de la electricidad dentro de un rango aceptable para cada modalidad, es posible concluir que cuando el costo de inversión del electrolizador es alto, es más conveniente adquirir electricidad a un mayor precio, pero que permita operar con un mayor factor de planta para rentabilizar la inversión inicial. Por el contrario, si el costo de inversión se reduce lo suficiente, es más apropiado comprar electricidad a menor precio, aunque esto signifique una reducción significativa del factor de planta del electrolizador.

En la variante eólica, Yang [76] propone un modelo de diseño de optimización general para una red de suministro de hidrógeno basada en el acoplamiento viento-hidrógeno fuera de la red (off-grid) para realizar el diseño científico de la infraestructura de hidrógeno y estimular la transición de la energía del hidrógeno. Dentro de los tópicos que ofrece el estudio, se realiza un análisis de sensibilidad de los principales impulsores del costo total, variando en $\pm 20\%$ los 8 parámetros de interés. Los resultados indicaron que el parámetro más relevante en el LCOH es la fuente de energía primaria, que en este caso vendría siendo la velocidad del viento, con variaciones de un 13% aproximado. Seguido a éste, se encuentra el costo de la central eólica (9.5%), la eficiencia de los electrolizadores (8%) y el costo propiamente tal de los electrolizadores (6.4%). Finalmente, el LCOH no es sensible a los costos unitarios de compresores, tanques de almacenamiento de hidrógeno, remolques de tubos y baterías de almacenamiento de energía.

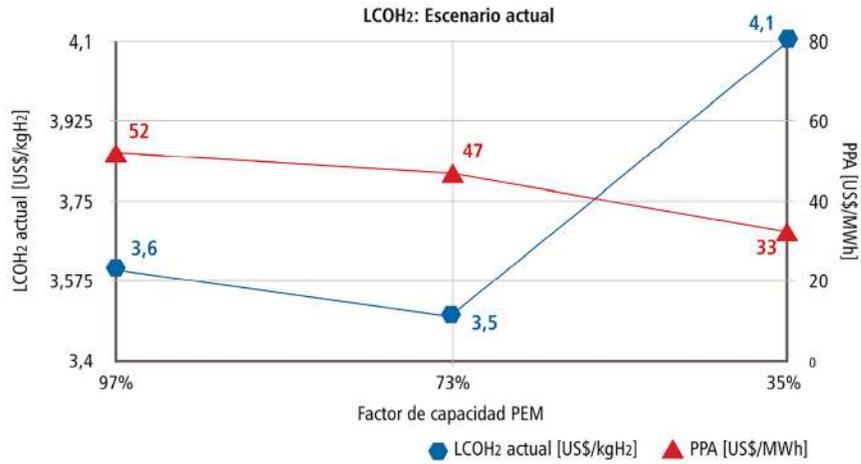
El WACC es quizás el factor no técnico más decisivo en el costo final de cada proyecto y podría depender del tiempo y la ubicación. Todas las simulaciones en este estudio se han basado en 7% WACC como un número global promedio. Sin embargo, a medida que los índices de desarrollo y estabilidad mejoren en los países en desarrollo a largo plazo, su WACC requerido para inversiones y, en consecuencia, el WACC promedio global podría reducirse. Además, a medida que las tecnologías basadas en energías renovables maduran y se amplían, los riesgos de inversión disminuyen, lo que en consecuencia reduciría el WACC. Por lo tanto, se podría esperar un WACC promedio global más bajo a largo plazo [75].

2.8.3. Sobredimensionamiento del electrolizador PEM

Como se mencionó en secciones anteriores, la tecnología PEM destaca en flexibilidad con respecto a las otras alternativas de electrólisis. Para dimensionar parte de los beneficios que caracterizan esta tecnología, CORFO [10] realizó un análisis donde se estudia la viabilidad de sobredimensionar un electrolizador tipo PEM para producir hidrógeno en las horas de bajo costo de la energía solar en Chile, teniendo en consideración las proyecciones del precio del diésel y así establecer los objetivos de precio de hidrógeno competitivo como combustible para camiones de minería. Como se observa en la Figura 2.27a, se analiza el comportamiento del LCOH cuando la electrolizadora posee un factor de planta del 97, 73 y 35% con los precios de electricidad que corresponden al tipo de conexión aplicado de 52, 47 y 33 \$/MWh (notar que corresponden a los modos on-grid, híbrido y off-grid respectivamente). Se deduce a partir de la gráfica que el sobredimensionamiento del electrolizador es más eficiente si se logra producir hidrógeno en momentos de precios de energía más económicos (factor de planta 73% - híbrido), mientras que producir hidrógeno solo en horarios solares (factor de planta 35% - off-grid) no resulta eficiente, dado que el aporte del CAPEX al costo de producción aumenta significativamente. El precio de producción actual es competitivo con el combustible diésel únicamente en escenarios de precios de diésel alto. Por otro lado, en una situación futura en la que se considera una reducción de CAPEX y un aumento en la eficiencia del consumo eléctrico del proceso (Figura 2.27b, el sobredimensionamiento es siempre más eficiente si se logra capturar precios más económicos de energía para la producción de hidrógeno, es decir, producir solo durante las horas solares se muestra como la inversión más rentable. Además, el objetivo de tener un precio de hidrógeno competitivo con el diésel se alcanza en 2025.

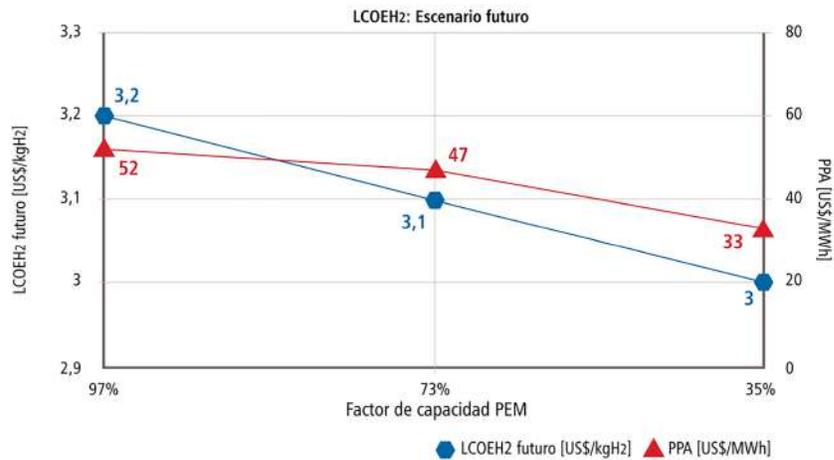
En resumidas cuentas, el poder sobredimensionar los electrolizadores PEM es una herramienta que potencia inversión de gran tamaño en sectores con alto potencial renovable, donde si bien posee un menor grado de utilización, la economía de escala amortigua los costos de producción y ofrece precios de venta competitivos.

Producción kg H ₂ /día	Capacidad nominal [kg H ₂ /día]	Factor de planta [%]	Inversión total [MM USD]	PPA [USD/MWh]	LCOH ₂ actual [USD/kgH ₂]
60.000	61.856	97%	100.829.258	52	3,6
	82.192	73%	133.978.245	47	3,5
	171.429	35%	279.439.595	33	4,1



(a) Costo nivelado de hidrógeno versus factor de capacidad del electrolizador PEM [10].

Producción kg H ₂ /día	Capacidad nominal [kg H ₂ /día]	Factor de planta [%]	Inversión total [MM USD]	PPA [USD/MWh]	LCOH ₂ futuro [USD/kgH ₂]
60.000	61.856	97%	50.348.381	52	3,2
	82.192	73%	66.901.095	47	3,1
	171.429	35%	139.536.197	33	3,0



(b) Costo nivelado de hidrógeno versus factor de capacidad del electrolizador PEM con reducción de costos y aumento de eficiencia [10].

Fig. 2.27: Resultados factibilidad económica producción hidrógeno escenario actual y futuro.

2.8.4. Factibilidad tecno-económica por conexión

Por ejemplo, Liu [77] estudió la viabilidad económica de aprovechar el excedente de electricidad producida por la energía eólica y solar en China para la producción de hidrógeno. En el caso de estudio, bajo el supuesto que los costos de las centrales eólicas y solares no se incluyen y existe una batería de litio que amortigua las fluctuaciones, un proyecto de este estilo es viable mientras el costo de electricidad sea menor a 0.0299 \$/kWh y el factor de planta sea superior al 58 %. Además, con análisis de sensibilidad se indica que los costos de electricidad y transporte son los principales costos operativos anuales, con valores del 55,21 % y 34,68 % respectivamente. Otro estudio de España [78] muestra conclusiones similares, indicando que la producción de hidrógeno, mediante electrolizador alcalino o PEM, a partir del excedente eléctrico de las centrales eólicas ya es competitiva en 2020. Sin embargo, para el 2018, CSIRO [19] en su ruta nacional del hidrógeno comparó el LCOH de esta modalidad con respecto al uso on-grid (6.6 \$/kg) y off-grid (11 \$/kg) en el contexto australiano, donde si bien el precio de la electricidad es reducida, el factor de capacidad relativamente bajo (10 % aproximadamente) impulsa el coste del hidrógeno, presentando valores que duplican el LCOH presentado en los otros 2 casos (26 \$/kg). Este resultado se ve respaldado por IRENA [15], afirmando que si bien la producción de hidrógeno podría ayudar a reducir los vertimientos en las redes con una alta proporción de electricidad renovable variable como en Chile, es probable que no sea posible producir cantidades significativas de hidrógeno utilizando exclusivamente electricidad barata o gratuita “de otro modo vertida” si los electrolizadores funcionan sólo alrededor del 10 % del tiempo o menos. Citando: «Dada esta tasa de utilización, el hidrógeno producido podría no ser competitivo incluso considerando la electricidad de costo cero. Esto puede cambiar si el costo del electrolizador cae aún más. Para que se reduzca el costo de producción de hidrógeno, los electrolizadores deben tener una tasa de utilización más alta, lo que no es compatible con la disponibilidad ocasional de electricidad vertida. Es necesario encontrar un equilibrio entre comprar electricidad en momentos de precios bajos y aumentar la utilización de los electrolizadores. En cuanto a mejorar la flexibilidad del sistema, existen muchas otras opciones que deberían ser más rentables». En general, IRENA [8] explica que con pocas horas de funcionamiento, el coste de la inversión domina, ya que se reparte entre una menor cantidad de hidrógeno. Esto podría suceder cuando se usa solo electricidad vertida o se acopla con fotovoltaica sin ningún almacenamiento o respaldo. El costo de la electricidad se vuelve dominante a medida que aumenta el número de horas de funcionamiento.

Siguiendo la misma idea, el panorama mundial de las conexiones vistas en la Figura 2.23 puede analizarse a partir del estudio desarrollado por Adam Christensen [1] en 2020, que realiza un análisis económico desde la perspectiva de un desarrollador de proyectos (es

decir, una empresa o empresas que deseen construir una planta de hidrógeno renovable) en la Unión Europea o EE. UU. y luego lo compara con otras referencias representativas. El modelo calcula el costo del hidrógeno aproximado (LCOH) considerando una variedad de flujos de efectivo que afectarían la viabilidad general de una planta de hidrógeno renovable. Estos flujos de efectivo incluyen: gastos de capital, operaciones y mantenimiento, reemplazo de electrolizadores, impuestos corporativos (las tarifas son específicas del país), depreciación y costos de materia prima (es decir, electricidad, agua). Así, en la Tabla 2.1 se muestra la distribución de los precios de hidrógeno plausibles entre todas las posibles regiones, generadores de electricidad renovable y tipos de electrolizadores.

Escenario	Supuestos	CF	LCOH EE.UU. 2020	LCOH EE.UU. 2050	LCOH UE 2020	LCOH UE 2050
1 - On-grid	Debe pagar los costos de electricidad adicionales asociados con la transmisión y distribución	100 %	Prom: 8.81 \$/kg	Prom: 5.77 \$/kg	Prom: 13.11 \$/kg	Prom: 7.69 \$/kg
			Min: 6.06 \$/kg	Min: 4.15 \$/kg	Min: 4.83 \$/kg	Min: 3.21 \$/kg
2 - Off-grid	No debe pagar los costos de electricidad adicionales asociados con la transmisión y distribución	Igual a central renovable	Prom: 10.61 \$/kg	Prom: 5.97 \$/kg	Prom: 19.23 \$/kg	Prom: 10.02 \$/kg
			Min: 4.56 \$/kg	Min: 2.44 \$/kg	Min: 4.06 \$/kg	Min: 2.23 \$/kg
3 - Vertida	Conectado a la red, pero solo extrae cuando la energía renovable debe vertirse. La electricidad vertida se considera gratuita	16 %	Prom: 11.02 \$/kg	Prom: 5.92 \$/kg	Prom: 10.85 \$/kg	Prom: 6.08 \$/kg
			Min: 6.1 \$/kg	Min: 4.75 \$/kg	Min: 5.97 \$/kg	Min: 4.67 \$/kg

Tabla 2.1: Resumen de LCOH del modelo [1]. Adaptada al español.

Se puede observar que dentro de todas las configuraciones tratadas en la simulación del caso de estudio (no se especifica la tecnología), el promedio más bajo tanto en 2020 como en 2050 se encuentra en la conexión on-grid para EE.UU. y en el uso exclusivo del vertimiento para la Unión Europea, enfatizando que el contexto donde se evalúe el sistema lleva a conclusiones diferidas dependiendo del caso. Además, dentro de las comparaciones realizadas en el mismo estudio, el reporte de Bloomberg New Energy Finance (BNEF) se destaca por marcar el punto de partida en lo que refiere a 2019, indicando que en el corto plazo, independiente del tipo de conexión, la tecnología alcalina va por delante de la PEM.

Escenario	Supuestos	Electrolizador	CF	Electricidad	LCOH
On-grid	Sistema conectado a la red en funcionamiento continuo.	AEL (Chino)	91 %	0.1 \$/kWh	5.52 \$/kg
		AEL (Occidente)	91 %	0.1 \$/kWh	6.2 \$/kg
		PEMEL (Occidente)	91 %	0.1 \$/kWh	6.82 \$/kg
On-grid/Off-peak	Operando con electricidad proveniente de la red fuera de las horas pico.	AEL (Chino)	50 %	0.045 \$/kWh	2.75 \$/kg
		AEL (Occidente)	50 %	0.045 \$/kWh	4.03 \$/kg
		PEMEL (Occidente)	50 %	0.045 \$/kWh	5.02 \$/kg
Electricidad vertida	Produciendo a partir de electricidad vertida (costo cero).	AEL (Chino)	15 %	0 \$/kWh	1.13 \$/kg
		AEL (Occidente)	15 %	0 \$/kWh	5.46 \$/kg
		PEMEL (Occidente)	15 %	0 \$/kWh	8.62 \$/kg
Off-grid	Conectado directamente a un aerogenerador.	AEL (Chino)	51 %	0.0409 \$/kWh	2.53 \$/kg
		AEL (Occidente)	58 %	0.0437 \$/kWh	3.72 \$/kg
		PEMEL (Occidente)	62 %	0.0459 \$/kWh	4.57 \$/kg

Tabla 2.2: Resumen de LCOH aplicado en 2019 extraído del reporte de BNEF. Basado en [1] y adaptada al español.

2.8.5. Modelo de negocio: Mercado de hidrógeno v/s Mercado de electricidad

Dentro de las configuraciones a las que se puede optar con fuentes de energía renovable, es de alto interés poder determinar si es más rentable utilizar esta energía en el mercado eléctrico apoyado por almacenamiento de hidrógeno o, por el contrario, enfocar esta energía en un mercado de hidrógeno y recibir ingresos extra vendiendo la electricidad restante como actividad secundaria. En el estudio realizado por Xiao [79] se intenta responder a la disyuntiva, proponiendo un sistema de almacenamiento de hidrógeno eólico-electrolítico para participar en los mercados de electricidad/hidrógeno para la venta de electricidad e hidrógeno. En este documento se consideran las incertidumbres de la producción de energía eólica y los precios de la electricidad. El análisis de escenarios se utiliza para describir la incertidumbre, generando mil escenarios y luego reducir a 50 escenarios representativos.

El objetivo de investigación de este artículo busca maximizar los ingresos esperados teniendo en cuenta los riesgos financieros, representado por la venta de electricidad directamente al mercado de la electricidad, y los ingresos esperados del sistema de producción de hidrógeno, que vende hidrógeno al mercado de hidrógeno. Ambos mercados asumen precio fijo de venta. Cuando el factor de riesgo aumenta gradualmente, los ingresos esperados disminuyen. Bajo diferentes factores de riesgo, la estrategia operativa del sistema de almacenamiento de hidrógeno eólico-electrolítico también es diferente. Los resultados indican que cuando hay suficiente energía eólica y el precio de la electricidad es relativamente bajo, especialmente temprano en la mañana y en la noche, el electrolizador consume más energía para generar hidrógeno. En cambio, cuando el precio de la electricidad es relativamente alto,

las salidas de energía eólica se venden directamente al mercado eléctrico.

Además, el estudio analiza los ingresos esperados bajo diferentes capacidades de electrolizador, indicando que con el aumento de la capacidad del electrolizador, también se incrementarán los ingresos esperados. Finalmente, este estudio compara 3 casos: 1) Participando únicamente en el mercado eléctrico. 2) Participando únicamente en el mercado de hidrógeno. 3) Participando en ambos mercados. Se concluye que los ingresos esperados en el caso 3 es superior, por lo que la participación mixta presenta mayor rentabilidad que dedicarse solo a uno de los mercados. Además, con el aumento del precio del hidrógeno, los ingresos esperados aumentan en el caso 2 y el caso 3. En comparación con el caso 3, los ingresos esperados para el caso 1 y el caso 2 disminuyen en 88,71 % y 5,17 %, respectivamente.

2.8.6. Venta de hidrógeno: Mercado Spot v/s Contrato tipo PPA

Deng y Jiang [80] proporcionó un esquema de planificación más completo y detallado para un único sistema eólico-hidrógeno (el parque eólico ya está planificado), con el objetivo de maximizar los ingresos netos del sistema (venta electricidad, venta de hidrógeno y beneficios ambientales asociados), evaluando su capacidad de producción de hidrógeno y realizar sugerencias para la planificación y dimensionamiento del sistema eólico-hidrógeno junto con un proyecto de transmisión bajo diferentes niveles de demanda de hidrógeno. El hidrógeno producido a partir de la energía eólica se almacenará en los tanques de almacenamiento de hidrógeno de alta presión después de comprimido, que se utiliza principalmente para abastecer estaciones de repostaje de hidrógeno. Para satisfacer la demanda de hidrógeno tanto como sea posible, el hidrógeno restante se puede utilizar para que las pilas de combustible se regeneren cuando la energía eólica es insuficiente o el volumen de almacenamiento de hidrógeno alcanza su punto máximo. Si la fuente de energía para la producción de hidrógeno proviene completamente de la energía eólica, puede haber algunos casos en que la demanda de hidrógeno no se pueda satisfacer en tiempo real durante períodos de producción de energía eólica insuficiente. En este sentido, el sistema eólico-hidrógeno puede comprar electricidad de la red para producir hidrógeno a fin de evitar una escasez de suministro de hidrógeno a corto plazo.

A diferencia de otros estudios económicos que asumen la venta de hidrógeno segura y constante, este modelo propone 2 modos de comercio de hidrógeno: Comercio por contrato y comercio en el mercado libre. El modo de negociación por contrato supone que los proveedores de hidrógeno firmarán un contrato de un año con algunas estaciones de repostaje de hidrógeno. Durante el período del contrato, los proveedores deben suministrar hidrógeno a un precio fijo, que debe satisfacer la demanda de hidrógeno en tiempo real; el mercado libre

de hidrógeno es similar al mercado de la electricidad, es decir, en un mercado de hidrógeno con un cierto tamaño, el precio del hidrógeno varía con la demanda de hidrógeno, y los proveedores tienen la libertad de elegir si vender o no el hidrógeno en función de la demanda y precio en el entorno actual del mercado. De este modo, surgen 4 escenarios a evaluar: 1) Producción eólica - contrato. 2) Producción eólica - mercado libre. 3) Producción eólica asistido por la red - contrato. 4) Producción eólica asistido por la red - mercado libre.

Los resultados obtenidos en el caso de estudio indican que para el primer escenario, la aleatoriedad y la intermitencia de la energía eólica provoca una deficiencia de producción de hidrógeno en algunos períodos, lo que conlleva a un desajuste de la demanda de hidrógeno en tiempo real y, por tanto, configurar un sistema de hidrógeno de gran capacidad y almacenamiento suficiente durante un tiempo prolongado en los momentos que la energía eólica sea suficiente, para complementar el suministro de hidrógeno. A medida que aumenta la demanda de hidrógeno, aumenta la inversión del sistema en electrolizadores y tanques de almacenamiento de hidrógeno, y los ingresos del sistema disminuyen, siendo el escenario que presentan menores beneficios. Por el contrario, el segundo y cuarto escenario muestran que cuando el tamaño del mercado del hidrógeno se expande, se puede vender más hidrógeno y aumenta el beneficio del sistema eólico-hidrógeno, obteniendo los mejores beneficios del modelo, siendo el cuarto escenario levemente superior al segundo. Sin embargo, con el aumento adicional de la demanda de hidrógeno, el beneficio del sistema tiende a saturarse. Ya en el tercer escenario, el modo de producción de hidrógeno por energía eólica y energía asistida por red es más razonable y económico comparado al primer escenario, evitando la configuración de producción de hidrógeno de gran capacidad y equipos de almacenamiento de hidrógeno, pero menos beneficioso comparado a los escenarios de mercado libre.

Finalmente, los ingresos de las celdas de combustible por generación de energía no pueden compensar su alto costo desde la perspectiva de suavizar la producción de energía eólica, haciéndolo antieconómico y presentando capacidades nulas en todos los escenarios. Estudiando la sensibilidad, se determina que reduciendo el costo y mejorando la eficiencia de éstos, en el modo de negociación por contrato tiene leve cabida participando con precios de servicios auxiliares.

2.8.7. Estudios aplicados a Chile

Los costos de PHES puede variar dependiendo si se realiza en mar, río, reserva existente o una reserva. Además, en Tarapacá solo se ve la posibilidad de PHES en la costa [81].

Estudio Breyer en Chile. Trabajos científicos previos aplicados a este país han considerado al menos el 60 % de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable y

no incluyeron los sectores de calor y transporte. El sector del calor se abordó recientemente con un enfoque en el papel de la tecnología de calefacción urbana para la descontaminación y descarbonización de la contaminación del aire. Tres de los cuatro estudios de 100 % ER también se dirigieron únicamente al sector de la energía. Además, esos estudios no han incluido todo el territorio chileno, y el potencial de ER de la Patagonia chilena no ha sido considerado en el análisis. El primer estudio 100 % ER para Chile en todos los sectores se publicó recientemente, pero consideró al país como un solo nodo de consumo. Además, la tasa de crecimiento anual promedio de la demanda final de energía fue aproximadamente tres veces menor que la proyección del gobierno chileno. Además, el potencial de almacenamiento de energía hidroeléctrica bombeada del país no se consideró en el estudio [82].

Los sistemas energéticos obtenidos para 2050 como resultado de los dos mejores escenarios de políticas de 100 % ER cumplen casi todos los criterios asumidos desde una perspectiva de sostenibilidad. En este sentido, se encuentra que para el año 2050 se podría lograr un sistema energético totalmente sostenible para Chile basado principalmente en tres elementos vitales (desde un punto de vista tecnológico) y tres habilitadores clave (desde un punto de vista de costo óptimo). Los resultados revelaron los siguientes tres elementos vitales para lograr un sistema energético totalmente sostenible. El primero fueron los altos niveles de electrificación basada en energías renovables en todos los sectores (energía, calefacción, transporte y desalinización). El segundo fue la flexibilidad, que es proporcionada por una combinación de intercambios de electricidad a través de las redes y el acoplamiento de los sectores. El tercero fue la producción de combustibles sostenibles, esencialmente basados en PtX, para producir primero hidrógeno verde y luego gas sintético y combustibles líquidos. Estos elementos vitales coinciden plenamente con varios estudios aplicadas a diferentes escalas en otras partes del mundo, y con acciones propuestas por los informes IRENA y REN21. Los tres habilitadores clave que se han encontrado para la opción de menor costo, con el fin de lograr un sistema energético totalmente sostenible son: tecnología solar fotovoltaica, interconexión zonal e integración sectorial completa. Todos ellos están en línea con los señalados por Brown et al, especialmente en lo que respecta a las sinergias entre el transporte por red y el acoplamiento sectorial que permitan obtener las soluciones de menor costo. La electricidad renovable de bajo costo y el hidrógeno verde serían el núcleo de un sistema energético totalmente acoplado al sector. Esto permitiría obtener un sistema energético más descentralizado, integrado, flexible y orientado a la demanda [82].

Con respecto a los altos niveles de electrificación basada en energías renovables en todos los sectores, la energía solar fotovoltaica sería la tecnología dominante durante toda la transición energética de Chile. En los dos escenarios, donde se logra la defosilización completa, la energía solar fotovoltaica (fija inclinada, de un solo eje y prosumidores) contribuiría con aproximadamente el 86 % de la electricidad total generada para 2050, lo que representa apro-

ximadamente el 83 % de la demanda total de energía final. La parte restante de la generación de electricidad estaría compuesta por aproximadamente un 6 % de energía hidroeléctrica, un 4 % de energía eólica, un 4 % de energía geotérmica y menos del 1 % de bioenergía y CSP. Sin embargo, nuestros resultados relacionados con la proporción de generación de electricidad renovable difieren con estudios previos de 100 % de ER, donde Chile ha sido incluido en un nivel continental o global, o el país fue el caso de estudio. A pesar de que la demanda total de energía final considerada en nuestro trabajo actual fue mayor que en cada uno de estos estudios previos, solo Haas et al. mostró un escenario en el que la contribución de la energía solar fotovoltaica estaba cerca del 70 %. Todos los demás trabajos muestran una contribución solar fotovoltaica igual o inferior al 50 % [82].

En resumen, nuestro estudio es el primero aplicado a Chile, incluyendo todos los sectores integrados y contemplando todo el país totalmente interconectado por seis nodos, y se realizó con los supuestos de costos más actualizados para tecnologías relacionadas con la energía [82].

Los resultados de esta investigación sugieren que una transformación tecnológica, desde el lado de la oferta, hacia la consecución de un sistema eléctrico totalmente defosilizado en Chile es factible [82].

Según los resultados, la energía necesaria para el proceso de desalación del agua de mar podría ser suministrada íntegramente por recursos renovables [82].

El desierto de Atacama y la Patagonia han sido identificados como dos de los mejores sitios del mundo para producir hidrógeno verde, gas sintético y combustibles líquidos, e incluso productos químicos. Incluso podría convertirse en un punto caliente para la eliminación directa de CO_2 como parte de una economía global neta negativa posterior a 2050. Además del hidrógeno verde que se puede utilizar directamente con fines energéticos, es la base para la producción de metano sintético, gas natural licuado sintético y diésel sintético, gasolina y combustible para aviones, basado en el proceso Fischer-Tropsch. Estos combustibles sostenibles basados en PtX son esenciales como sustitutos de los combustibles fósiles utilizados en el transporte marítimo y aéreo, sin necesidad de cambios tecnológicos en los modos de transporte. Esto se llevaría a cabo en la segunda mitad del período de transición, lo que permitiría lograr un sistema energético completamente defosilizado en Chile para el año 2050. Por lo tanto, Chile tiene el potencial de contribuir al suministro mundial sostenible de combustibles basados en energías renovables e incluso a la producción de Sustancias químicas basadas en energías renovables sostenibles a nivel mundial. Chile también tiene la oportunidad de convertirse en un productor de hidrógeno verde donde este elemento químico puede ser utilizado como materia prima industrial para la fabricación de vidrio, metales, fertilizantes, entre otros [82].

Alcanzar los niveles de prosumidores de poder que se muestran en los resultados pa-

rece ser otro desafío. En el caso del segmento de prosumidores fotovoltaicos, el desafío está directamente relacionado con el marco regulatorio actual. En Chile, aunque es legal instalar sistemas fotovoltaicos conectados a la red, está bajo un esquema de facturación neta. Si este esquema se mantiene durante el período de transición, la contribución de los prosumidores fotovoltaicos, especialmente del segmento residencial, podría ser significativamente limitada. Eso repercutiría en la contribución de este segmento a la descarbonización y descentralización de un sistema energético totalmente integrado, pero también en su contribución a la reducción de la contaminación atmosférica en ciudades chilenas con altos niveles de material particulado [82].

Desde un punto de vista tecnoeconómico, se ha definido un escenario que no tiene un objetivo de 100 % de ER para el 2050 ni costo de emisiones de GEI (el BPS-Un). Esto es para identificar los segmentos y sectores que son difíciles de abatir. Sobre esta base, se ha descubierto que los requisitos de combustibles fósiles, especialmente para los modos de transporte marítimo y aéreo y el segmento de alta temperatura del sector del calor, son los más difíciles de modificar. De hecho, la producción de combustible Fischer-Tropsch no se considera en los objetivos energéticos actuales del gobierno de Chile. Según los resultados del BPS-Un (pero también del CPS), algunos combustibles fósiles se seguirían utilizando en el sector energético, pero también más en el sector del calor para 2050. Esta declaración coincide con la parte del objetivo energético actual del gobierno que tiene menos ambición de lograr la neutralidad de carbono hasta ahora [82].

En el sector del calor, la transformación tecnológica parece ser un gran desafío en Chile. Este desafío está esencialmente relacionado con el costo de inversión y el precio de la energía. Por un lado, las bombas de calor y los sistemas de calefacción de distrito tienen altos gastos de capital en este país. En el caso de una bomba de calor, sería un desafío mayor para el segmento residencial, que es el segundo segmento más demandante de calor del país pero con menor poder adquisitivo. De hecho, el segmento residencial es uno de los principales responsables de las emisiones de material particulado en Chile debido al uso de leña barata y de mala calidad para la calefacción. Sin embargo, en el caso de los sistemas de calefacción de distrito, muestran un potencial interesante que tiene una doble función en Chile (descarbonización y descontaminación de la contaminación del aire), donde un plan nacional de calefacción de distrito podría alinearse con un objetivo de 100 % de energía renovable. Por otro lado, el precio actual de la electricidad en Chile aún no es competitivo con otras formas de energía (como leña y alternativas fósiles) para calefacción en la mayor parte del país. La leña es la opción de combustible más barata para fines de calefacción en la mayor parte del país [82].

Sin embargo, más que desafíos técnicos o económicos, parece que las barreras políticas, institucionales y culturales son los principales obstáculos para un sistema energético 100 % renovable. En realidad, y de acuerdo con el último informe REN21, el apoyo de políticas

efectivas ha sido clave para el avance de las tecnologías de energía renovable en el sector eléctrico, mientras que los sectores de calor y transporte han recibido menos atención política, a pesar de que son grandes consumidores de energía. sectores [82].

Los dos escenarios de 100 % de energía renovable proporcionarían sistemas de energía más rentables que CPS, a partir de 2035. Para el año 2050, el costo total anual del sistema de energía en el escenario CPS sería 3.6 mil millones €, 1.4 mil millones € y 1.8 mil millones € más alto que BPS-Un, BPS-100RE y BPS-100RE-HT, respectivamente. Si bien en el BPS-Un el costo total anual del sistema de energía sería la opción más barata, tendría una distinción crucial de los otros dos mejores escenarios de políticas. Los dos escenarios de 100 % de energía renovable implicarían un sistema energético completamente defosilizado para 2050 [82].

Sin embargo, en términos de LCOE, los tres mejores escenarios de políticas no serían significativamente diferentes. Después de eso, BPS-Un tendría en promedio un LCOE 14 % más bajo que los dos escenarios de 100 % de ER de 2020 a 2030, y los tres mejores escenarios de políticas tendrían casi el mismo LCOE de 2035 a 2050. Además, estos tres mejores escenarios de políticas tendría un LCOE más bajo que el CPS a partir de 2030, alcanzando un LCOE de aproximadamente un 25 % más bajo que el CPS al final del período de transición [82].

En la EAP, la inversión total sería aproximadamente un 26 % menor que en cada uno de los dos escenarios de 100 % de ER. Sin embargo, los dos mejores escenarios de políticas permitirían lograr un sistema energético completamente defosilizado para 2050. Además, esto no incluye los costos ahorrados al reducir el impacto en la salud. En este sentido, de acuerdo con una de las ideas clave informadas recientemente por IRENA: "La inversión con bajas emisiones de carbono valdría la pena de manera significativa, con ahorros ocho veces mayores que los costos si se tienen en cuenta las externalidades ambientales y de salud reducidas" [82].

En cualquier caso, se puede sugerir implementar tanto un esquema de tarifas de alimentación (al menos para los prosumidores fotovoltaicos) como promover un costo de capital promedio ponderado (WACC) inferior al 7 %. Los valores más bajos de WACC pueden hacer que un proyecto de energía renovable sea mucho más competitivo, especialmente un proyecto fotovoltaico, como lo señalaron Vartiainen et al. [130]. Mientras tanto, debido a que Chile tiene un impuesto de solo 4,5 € / tCO₂eq, puede ser efectivo aplicar un incremento a los impuestos actuales a las emisiones de CO₂, siguiendo el llamado de 27 economistas ganadores del Premio Nobel [131]. Estas tres sugerencias están destinadas a acelerar la transición energética sostenible en Chile y también a aumentar la contribución que el país puede hacer a la transición energética sostenible global a través de la producción de combustibles basados en ER y materias primas limpias [82].

En contraste, los dos escenarios de 100 % de ER no solo están completamente alineados con la vía para limitar el calentamiento a 1,5 ° C, sino que también permitirían a Chile alcanzar la neutralidad de carbono para 2030. Estos escenarios de política de 100 % de ER

también implican que Chile podría convertirse en un país emisor negativo a partir de 2035 [82].

Sin embargo, desde el punto de vista relacionado con las tres esferas de la sostenibilidad, lograr un sistema energético totalmente defosilizado es más importante. Esto sería posible gracias a una transición hacia un sistema energético integrado totalmente intersectorial. En Chile, esto requiere utilizar aproximadamente el 10 % de su potencial de energía renovable tecnoeconómica disponible para lograr un sistema de energía completamente defosilizado. Además, ese sistema energético sería más rentable que el CPS para 2050 [82].

En cualquier caso, un sistema energético más descentralizado basado en recursos de energía renovable implicaría algunos impactos socioeconómicos y socioambientales positivos. Las tecnologías de energía renovable están mostrando un aumento constante en el número de tasas de empleo. Además, la creación de empleo durante la transición hacia un sistema energético 100 % renovable parece muy atractivo. Además, ese tipo de transformación del sistema energético para 2050 también se indica en un mayor crecimiento del producto interior bruto. El costo de la salud social y otras externalidades ambientales darían más información sobre los impactos positivos de una transición energética totalmente sostenible. Como todos estos aspectos socioeconómicos y socioambientales no fueron abordados en este estudio, se sugiere realizar un análisis en profundidad de los mismos. Esto es para comprender de una manera más holística los impactos de la transición hacia un sistema energético totalmente renovable. Pero lo que es más importante, para justificar por qué necesitamos acelerar la defosilización del sistema energético para alcanzar los objetivos climáticos para 2050 [82].

Los resultados confirman que lograr un sistema energético totalmente sostenible en Chile para 2050 es técnicamente factible, y también revelan que este escenario podría ser más rentable a partir de 2035 en adelante que el escenario de política actual para lograr la neutralidad de carbono. Bajo las dos vías de transición del 100 % de ER, Chile podría alcanzar la neutralidad de carbono para 2030 y podría convertirse en un país emisor negativo para 2035. Además, los dos escenarios de 100 % de ER serían vías consistentes con limitar el calentamiento a 1,5 ° C, y serían también implica que se podría lograr un sistema de energía completamente defosilizado para 2050 [82].

Además, llegamos a la conclusión de que es mucho más importante apostar por una defosilización total del sistema energético en todos los sectores, en lugar de alcanzar la neutralidad de carbono. Además de esto, implicaría vías que serían consistentes con los objetivos del acuerdo de París. Los beneficios de la solución para cada país irían más allá del medio ambiente. En realidad, esto también les permitiría alcanzar un sistema energético verdaderamente sostenible en sus tres esferas, lo que podría ayudarnos a todos a alcanzar una economía global posterior a los combustibles fósiles [82].

la capacidad óptima más alta de 1,7 a 2,5 MtNH₃ / a por 1000 km² se observa en el

desierto de Atacama, Australia septentrional y occidental, la península arábiga, el Tíbet y la mayor parte de África. Para el escenario costero, la capacidad óptima disminuye debido a pérdidas de eficiencia adicionales [83].

Un WACC del 5 % es posible en algunas partes del mundo y se espera que más regiones adopten un WACC más bajo a largo plazo a medida que los riesgos de inversión disminuyen al madurar y escalar las tecnologías basadas en ER. Un cambio absoluto del 2 % en el WACC afectaría el costo de producción de amoníaco en aproximadamente un 14-15 % en comparación con el 7 % del WACC en 2030 [83].

2.9. Acondicionamiento del hidrógeno

El almacenamiento y transporte de hidrógeno forman el segmento más maduro de la cadena, beneficiándose de la amplia experiencia de las industrias química y petroquímica en la utilización de hidrógeno [13]. El desafío es, ante todo, económico. Debido a la muy baja densidad de energía volumétrica del hidrógeno en condiciones ambientales, el volumen de hidrógeno gaseoso producido por la electrólisis del agua debe reducirse de alguna manera: compresión, licuefacción, absorción en hidruros metálicos o conversión. Este paso de acondicionamiento inicial incurre en pérdidas de energía del 5-15 % en el caso de la compresión (dependiendo de los diferenciales de presión), del 25-45 % durante la licuefacción y del 5-20 % en el caso de la absorción, variando según la capacidad de reciclaje del calor [13]. El acondicionamiento también incurre en costos de capital adicionales. Para minimizar esos costos, es probable que los electrolizadores que entregan hidrógeno autopresurizado a los sitios de los usuarios finales sean la opción preferida [13].

En relación con los cambios de temperatura y presión, una característica especial del hidrógeno que debe tenerse en cuenta es su coeficiente de Joule-Thomson negativo: cuando el aire se expande en condiciones normales, se enfría, un efecto que se utiliza en la licuefacción de gases, específicamente en el ciclo Hampson-Linde para el crioenfriamiento de gases [84]. El hidrógeno se comporta de manera muy diferente: se calienta cuando se estrangula su flujo [84]. Solo por debajo de su temperatura de inversión de 202 K (aproximadamente -71° C), el hidrógeno muestra un efecto Joule-Thomson “normal” [84]. Por el contrario, para los componentes principales del aire, el nitrógeno y el oxígeno, la temperatura de inversión es de 621 K y 764 K respectivamente [84]. De esta manera, para presenciar comportamientos similares a otros combustibles, el hidrógeno debe ser acondicionado.

Los modos de almacenamiento y transporte están dictados por el proceso elegido para densificar el hidrógeno [13]. Los compuestos químicos obtenidos por reacción de hidrógeno con otras moléculas, y capaces de liberarlo en condiciones específicas, se definirán aquí como portadores de hidrógeno. Se puede hacer una distinción dentro de la clase general de por-

tadores de hidrógeno entre las moléculas que emiten CO_2 cuando se libera hidrógeno (por ejemplo, metanol) y las que no lo hacen, como los portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC) y el amoníaco [64].

Se han propuesto varios sistemas portadores de hidrógeno diferentes y la distinción entre portador y combustible no está clara. En este informe, consideraremos una molécula como combustible si se emplea directamente (por ejemplo, se quema en un motor de combustión) para la generación de energía, y como portador de hidrógeno si la molécula se usa para desacoplar los sitios de producción y uso de hidrógeno, y el hidrógeno obtenido de la molécula portadora se utiliza para producir energía. Por lo tanto, se utiliza una molécula portadora para almacenar hidrógeno y liberarlo en un momento diferente y posiblemente en un lugar diferente [64]. A los efectos de este informe, los portadores de hidrógeno se definen como compuestos líquidos o gaseosos que contienen hidrógeno a partir de los cuales se puede liberar hidrógeno a pedido, lo que permite la distribución y / o el almacenamiento seguro, eficiente y económicamente atractivo de hidrógeno (concebido como un vector de energía). El proceso requerido para hidrogenar / deshidrogenar el compuesto debería utilizar la menor cantidad de energía posible, ser reversible en condiciones prácticas y ser económicamente factible. El compuesto utilizado como vehículo de hidrógeno debe ser una molécula gaseosa o líquida en condiciones estándar de presión y temperatura; por lo tanto, ignoramos los hidruros en esta discusión [64].

A lo largo de los años, se han sugerido varias vías de producción a gran escala de productos químicos con hidrógeno verde. Entre estos, los más relevantes son los relacionados con una economía de amoníaco y una economía de metanol. También se han considerado otras moléculas orgánicas, por ejemplo, ácido fórmico. El metano también puede considerarse parte de los productos obtenidos a través de una cadena de conversión de Hydrogen-to-X, pero debido a su importancia, su papel ya bien establecido como combustible y materia prima química, y su gran infraestructura dedicada actual, será tratado por separado [64].



Fig. 2.28: Vectores energéticos del hidrógeno para el comercio [16]

La elección entre las rutas de descarbonización del amoníaco y el metanol depende del

pronóstico del costo potencial a largo plazo. Cuando se comparan los costos de los dos vectores uno al lado del otro, el metanol a menudo se considera el vector de menor costo a corto plazo, mientras que el amoníaco es un vector de menor costo a largo plazo. La diferencia clave en los costos está en el costo de la materia prima del nitrógeno (N_2) frente al dióxido de carbono (CO_2) [58]. El metanol (CH_3OH o MeOH) y el amoníaco (NH_3) tienen aproximadamente el mismo requerimiento de materia prima de hidrógeno de 0.189 kg H_2 /kg MeOH y 0.178 kg H_2 /kg NH_3 , y costos de energía y capital de producción similares (en relación con la escala de los otros costos), por lo que la diferencia en los costos de producción se basa casi en su totalidad en la diferencia en el costo de la materia prima entre el CO_2 y el N_2 [58].

La discrepancia entre los precios del metanol a corto y largo plazo se debe al supuesto aumento del precio de la materia prima de CO_2 . El dióxido de carbono está presente en muchas corrientes de desechos industriales en la actualidad, pero este CO_2 no forma parte de una cadena de suministro sostenible, ya que se deriva de combustibles fósiles. Utilizar este CO_2 en un proceso como la síntesis de metanol proporciona algún beneficio a la sociedad a corto plazo, al desplazar algunas emisiones de combustibles fósiles y darle al CO_2 una segunda vida útil antes de ser emitido a la atmósfera [58].

El amoníaco es el portador más ventajoso solo si el punto de partida para su producción es la energía renovable y se evitan los combustibles fósiles. Cuando la materia prima utilizada para la síntesis de portadores de hidrógeno es un combustible fósil, el metanol se convierte en la alternativa portadora de hidrógeno más económica y eficiente, logrando un mejor rendimiento económico (aproximadamente un 25 % más barato) que el amoníaco. La eficiencia del proceso de metanol también es más alta que la de la vía del amoníaco, pero solo en caso de que no se tengan en cuenta la captura, el almacenamiento y el transporte de la captura, el almacenamiento y el transporte de CO_2 para la síntesis de metanol [64].

Sin embargo, las corrientes de CO_2 se volverán intrínsecamente escasas a medio y largo plazo a medida que la sociedad se descarbonice, y cualquier corriente potencialmente "inevitable", como las que se encuentran en las plantas de producción de cemento, será más cara [58]. En resumen, las corrientes de CO_2 de bajo costo son abundantes hoy en día, pero van a desaparecer rápidamente incluso si las prácticas de contabilidad de emisiones permiten que este metanol de transición se clasifique como verde. Por lo tanto, la única opción sostenible y escalable para la generación de materia prima para metanol Power-to-X es a partir de tecnologías que eliminan directamente el CO_2 de la atmósfera, es decir, recursos biológicos o tecnologías DAC (Direct Air Capture) [58].

2.9.1. Compresión

El hidrógeno comprimido, denominado CH_2 , CGH_2 o GH_2 , es la técnica de almacenamiento de hidrógeno más común actualmente [57]. Desde la producción hasta el almace-

namiento intermedio y la distribución al usuario final, el hidrógeno se maneja a diferentes presiones de gas. Un tanque de almacenamiento de baja presión funciona solo hasta 50 bar [84]. Para el almacenamiento intermedio en tanques de alta presión o cilindros de gas, son técnicamente posibles presiones de hasta 1.000 bar [84]. Solo los recipientes a presión especiales de acero macizo o compuestos de acero son adecuados para el almacenamiento a alta presión [84].

El hidrógeno de alta calidad es normalmente un requisito. Por lo tanto, se requiere un compresor no lubricado para evitar la contaminación del aceite en el hidrógeno [61]. Los compresores alternativos/de pistón son óptimos cuando requieren una alta relación de compresión (y/o tienen un flujo bajo y grandes variaciones de flujo) [61]. Por lo tanto, el compresor alternativo es óptimo en la mayoría de los servicios de hidrógeno y, por lo tanto, será el único considerado en la estimación de rendimiento y costo [61].

La pérdida de energía asociada con la compresión, y otros métodos de acondicionamiento en general, se manifiestan de dos maneras: En este caso, existe una pérdida eléctrica que incluye la potencia del eje y la potencia utilizada para operar el sistema de enfriamiento entre etapas [61], y por otro lado existen pérdidas de hidrógeno en el intercambio entre los puntos de entrega (típicamente las gasolineras) con el transporte/almacenamiento. La pérdida provocada por la compresión del hidrógeno asciende al 0.5 % debido a la fuga [85].

Una compresión adiabática no tiene refrigeración entre etapas, por lo que representa las pérdidas máximas. Por otro lado, cuando se habla de una compresión isotérmica, se tiene un número infinito de refrigeración entre etapas, por lo que representa pérdidas mínimas, es decir, el compresor es ideal [61]. Para efectos de este informe, se considerará un consumo eléctrico intermedio de compresión mecánica multi-etapa, como la presentada en la Figura 2.29.

Al aumentar la presión, también aumenta la demanda de energía por la compresión. Teóricamente, se requieren 1.05 kWh/kg H_2 para comprimir hidrógeno isotérmicamente de 20 a 350 bar, mientras que se necesitan 1.36 kWh/kg H_2 para comprimirlo hasta 700 bar. Por tanto, la energía necesaria para la compresión no es lineal. En la práctica, el compresor absorbe de 1.7 a 6.4 kWh/kg H_2 . Además, los costos iniciales de los equipos (por ejemplo, compresores, tanques, tuberías y válvulas) aumentan con presiones más altas [57].

El almacenamiento eficiente de hidrógeno se considera una condición previa importante para la difusión de la tecnología de pilas de combustible en el sector del transporte [84]. Dado que el hidrógeno tiene una densidad de energía volumétrica baja, en los vehículos de motor se suele transportar en forma comprimida en cilindros presurizados [84]. 700 bar es ahora la presión de almacenamiento establecida para los turismos [84]. Por el contrario, el espacio de almacenamiento en los autobuses o camiones está menos restringido que en los automóviles de pasajeros. Por lo tanto, los autobuses y camiones pueden utilizar tanques de

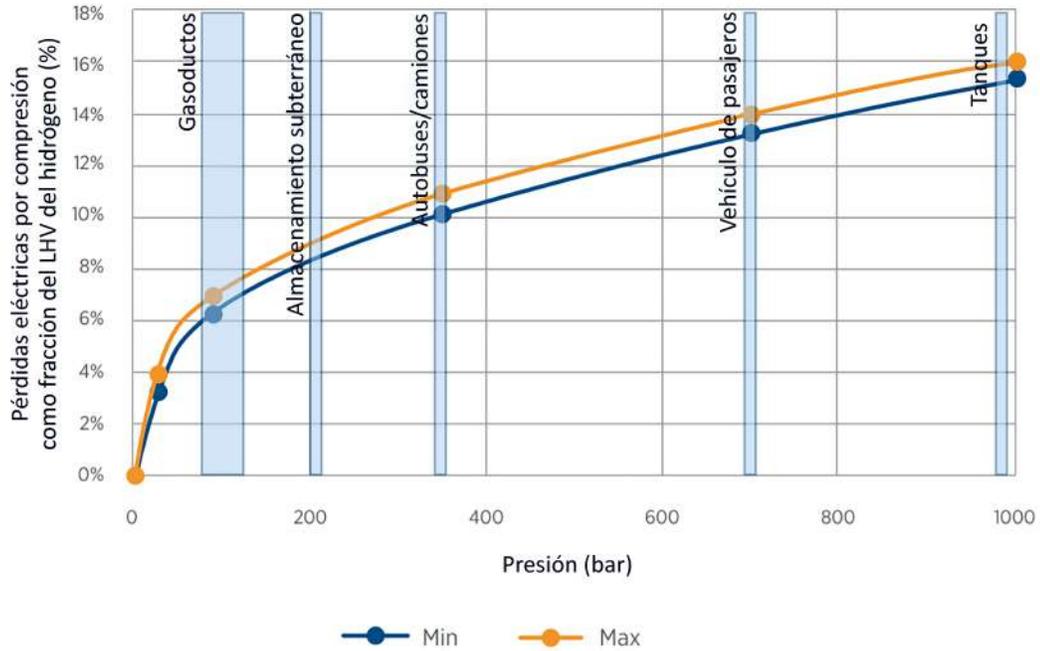


Fig. 2.29: Pérdidas de energía por compresión mecánica multietapa de hidrógeno [8]

almacenamiento de alta presión a 350 bar [84].

El costo de operación de un compresor se puede reducir sustancialmente al mejorar ciertos parámetros [61]. Por ejemplo, el aumento de la presión en la unidad de producción de hidrógeno (electrólisis) tendrá un gran impacto en la reducción del costo operacional del compresor, ya que, como se observa en la Figura 2.29, la primera parte empinada de la curva se vería cortada [61]. Además, con el pasar del tiempo la tecnología puede mejorar aumentando el número de etapas de compresión y, por tanto, acercarse a la operación isotérmica, aumentando así la eficiencia del compresor [61]. Además, el nivel de presión de varias etapas también permitirá la optimización con respecto a la presión de descarga, de modo que el gas solo se comprima a la presión de descarga actual (la presión de descarga aumentará al llenar un tanque en un camión/barco y variará si se usa una red de tuberías o un buffer/almacenamiento) [61].

2.9.2. Licuefacción

Las moléculas de hidrógeno existen en dos formas, para- y orto-, dependiendo de las configuraciones electrónicas en los dos átomos de hidrógeno individuales [86]. En el punto de ebullición del hidrógeno de 20 K (-253 ° C), la concentración de equilibrio es casi toda para-hidrógeno, pero a temperatura ambiente o superior, la concentración de equilibrio es 25 % para-hidrógeno y 75 % orto-hidrógeno [86]. La conversión no catalizada de orto- a para-hidrógeno procede muy lentamente, por lo que sin una etapa de conversión catalizada, el

hidrógeno puede licuarse, pero aún puede contener cantidades significativas de orto-hidrógeno [86]. Este orto-hidrógeno eventualmente se convertirá en la forma para- en una reacción exotérmica [86]. Esto plantea un problema porque la transición de orto- a para-hidrógeno libera una cantidad significativa de calor [86]. Si el orto-hidrógeno permanece después de la licuefacción, este calor de transformación se liberará lentamente a medida que avanza la conversión, lo que dará como resultado la evaporación de hasta el 50 % del hidrógeno líquido durante aproximadamente 10 días [86]. Esto significa que el almacenamiento de hidrógeno a largo plazo requiere que el hidrógeno se convierta de su forma orto- a su forma para- para minimizar las pérdidas por evaporación [86]. El calor liberado en la conversión generalmente se elimina enfriando la reacción con nitrógeno líquido y luego con hidrógeno líquido [86]. El nitrógeno líquido se usa primero porque requiere menos energía para licuarse que el hidrógeno, pero aún enfría el hidrógeno lo suficiente como para alcanzar una concentración de equilibrio de aproximadamente 60 % de para-hidrógeno [86].

El hidrógeno líquido (LH_2) se beneficia de tener una presión operativa más baja (10 bar aproximadamente) y una densidad volumétrica más alta que los tanques presurizados. Su densidad gravimétrica es más alta que la de los hidruros metálicos, lo que hace que el hidrógeno líquido sea la solución de almacenamiento preferida en la industria espacial para alimentar transbordadores espaciales [13].

Por otro lado, licuar el hidrógeno es un proceso que consume mucha energía y normalmente requiere entre el 25 y el 40 % de la energía química del hidrógeno que se licúa en forma de electricidad [13], con un requerimiento energético de estas plantas del orden de 10-12 kWh/kg H_2 [64]. La licuefacción se suele realizar mediante el ciclo de Claude de hidrógeno (utilizando nitrógeno líquido para el preenfriamiento) [64]. Generalmente, los sistemas de refrigeración operan en tres etapas: Primero, un sistema de refrigeración de propano de tres etapas enfría el hidrógeno desde la temperatura ambiente hasta aproximadamente $-103\text{ }^\circ\text{C}$; luego, un proceso de expansión de nitrógeno de múltiples etapas enfría más el hidrógeno, de $-103\text{ }^\circ\text{C}$ a $-193\text{ }^\circ\text{C}$; y, finalmente, un proceso de expansión-compresión de helio de múltiples etapas lo enfría de $-196\text{ }^\circ\text{C}$ a $-253\text{ }^\circ\text{C}$ [13]. Hoy en día, las plantas de licuefacción de hidrógeno que producen más de 5 toneladas por día de hidrógeno se consideran a gran escala [64]. Las plantas de licuefacción requieren niveles de pureza de hidrógeno en el rango de 10-100 ppm (dependiendo del contaminante) pero proporcionan hidrógeno de pureza extremadamente alta ($< 1\text{ ppm}$) [64]. En términos operacionales, los costos de licuefacción de hidrógeno están relacionados principalmente con el costo del nitrógeno líquido para el preenfriamiento y la energía eléctrica requerida para la compresión [64].

Durante la operación de llenado, el 3,3 % de la masa total de hidrógeno transferida desde la instalación de licuefacción al tanque se ventila debido a la formación de gas de ebullición. Esta cantidad de hidrógeno no se ha considerado un desperdicio ya que generalmente se

recicla a la planta de licuefacción [57].

El trabajo de licuefacción de hidrógeno depende en gran medida de las condiciones de entrada (presión y temperatura), las condiciones de salida (presión de saturación y contenido de parahidrógeno) y la temperatura ambiente [87]. Suponiendo una alimentación de hidrógeno gaseoso a 1 bar y 288 K, un producto líquido saturado a 1 bar y el ambiente a 288 K. El trabajo de licuefacción ideal resultante es de 3.19 kWh/kg H_2 si la composición de salida es el 75 % orto- y el 25 % para-hidrógeno y de 3.78 kWh/kg H_2 si la composición está en equilibrio [87]. Por tanto, el trabajo de licuefacción de hidrógeno es grande incluso en términos ideales. Si la presión de entrada es de 20 bar en lugar de 1 bar, como es típico en varios procesos de producción de hidrógeno, el trabajo de licuefacción ideal es 2.19 kWh/kg H_2 y 2.77 kWh/kg H_2 para los dos casos con y sin conversión [87]. Por tanto, el aumento de la presión de entrada hasta 20 bar reduce el trabajo de licuefacción ideal entre un 25 % y un 30 % [87]. Por lo tanto, el aumento de la presión de hidrógeno disminuye la energía solicitada por la licuefacción [57]. Sin embargo, para efectos de este informe, los supuestos de la planta de licuefacción e hidrogenación se basan en una presión de entrada de entre 1 bar y 80 bar sin distinción alguna.

El Informe Nexant 2008 demuestra que la eficiencia de una planta de licuefacción mejora con mayores capacidades de la planta [85]. El estudio IdealHy, en particular, afirmó una demanda de energía de 6,78 kWh/kg H_2 a una capacidad de planta de 50 toneladas de hidrógeno por día [85].

Se espera que con plantas de mayor escala (> 50 toneladas por día), los requisitos de energía podrían reducirse hasta en un 50 % (5-6 kWh / kg H_2)[64]. Lo mismo ocurre con los costes, donde también se espera una reducción del 50 % de los costes (incluidos CAPEX y OPEX) [64]. Una tecnología de licuefacción alternativa, la licuefacción de hidrógeno magnetocalórico, promete una licuefacción de hidrógeno rentable y eficiente porque elimina los compresores de gas, la mayor fuente de ineficiencia en los licuadores tradicionales del ciclo Claude, y el uso de nitrógeno líquido para preenfriar el hidrógeno [64]. Sin embargo, esta tecnología aún se encuentra en una etapa temprana de desarrollo [64].

2.9.3. Crio-comprimido

Además de la compresión o el enfriamiento por separado, los dos métodos de acondicionamiento se pueden combinar. Cuando se enfría un gas, de la ley de los gases de Gay-Lussac se deduce que el volumen de un gas (ideal) mantenido a presión constante se comporta proporcionalmente a la temperatura; en otras palabras, si la temperatura cae en un Kelvin, el volumen de un gas (ideal) cae en $1/273.15$ [84]. Esta relación también se aplica en principio a los gases reales [84]. Es por eso que el hidrógeno se enfría primero [84]. Dependiendo de cuánto se enfríe el hidrógeno, se le conoce como hidrógeno comprimido en frío (por encima

de 150 K) o hidrógeno comprimido criocomprimido (CcH_2). El hidrógeno criocomprimido se enfría a temperaturas cercanas a la temperatura crítica, pero sigue siendo gaseoso [84].

La ventaja de la compresión fría o criogénica es una mayor densidad de energía en comparación con el hidrógeno comprimido. Sin embargo, la refrigeración requiere un aporte de energía adicional [84].

2.9.4. Amoníaco

El amoníaco (NH_3) es una de las sustancias químicas más producidas en el mundo. El amoníaco es uno de los productos químicos sintéticos más importantes. Su mayor consumidor es la industria de fertilizantes. También se ha propuesto el amoníaco como combustible y como portador de hidrógeno [64]. Actualmente, el método de producción más extendido es el proceso Haber-Bosch [64]. Prácticamente toda la producción utiliza el proceso Haber-Bosch, que fija el nitrógeno del aire (N_2) al hidrógeno [13]. Su química básica ($N_2 + 3 H_2 \rightarrow 2 NH_3$) ocurre en presencia de un catalizador a alta presión y temperatura [13]. A diferencia de las refinерías, las plantas de amoníaco no producen hidrógeno como subproducto; dependen enteramente de la producción de hidrógeno dedicada [13].

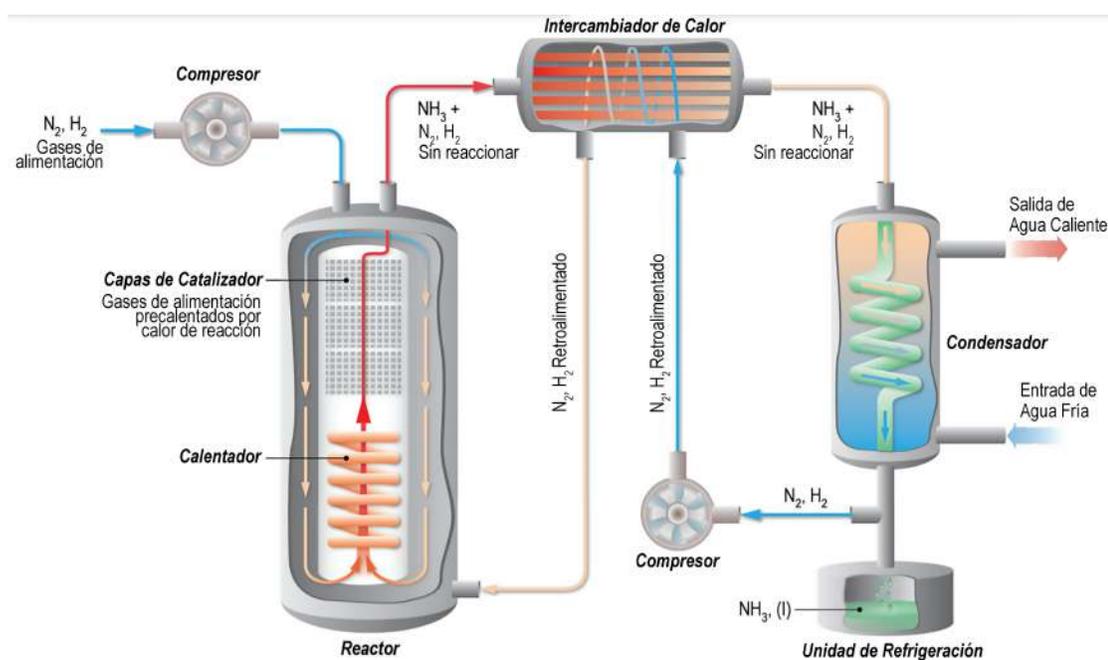


Fig. 2.30: Proceso de Haber Bosch [17]

El amoníaco se sintetiza a temperaturas cercanas a $500\text{ }^\circ\text{C}$ y presiones de 200 bar [13] debido a la lenta cinética asociada a la difícil disociación del nitrógeno molecular en nitrógeno atómico [88]. En una planta de NH_3 , la síntesis de Haber-Bosch en sí tiene lugar en un reactor dentro de un circuito de síntesis [83]. Como el nitrógeno atmosférico (N_2)

de triple enlace es muy poco reactivo, se requiere la presencia de un catalizador a base de hierro [84]. El rendimiento del proceso de Haber, es decir, la tasa de conversión de nitrógeno (N_2) a amoníaco (NH_3) es modesto, por debajo del 20 %; por lo que se produce un reciclaje sustancial de los gases que no han reaccionado [84].

El proceso verde de Haber-Bosch para la síntesis de amoníaco utiliza hidrógeno renovable de la electrólisis del agua y nitrógeno de una unidad de separación de aire (ASU) como materia prima.

En la industria química, los tres métodos principales para obtener gas nitrógeno puro son la destilación criogénica, la separación por membrana polimérica y la adsorción por cambio de presión. De estos, la purificación criogénica de nitrógeno representa aproximadamente el 90 % de toda la producción comercial. La tecnología elegida suele estar relacionada con la capacidad requerida para la aplicación específica. La elección final de la tecnología de separación es a menudo una compensación entre los requisitos técnicos y la evaluación económica de cada solución disponible [89].

La separación criogénica del aire aprovecha la diferencia de puntos de ebullición en los tres componentes principales del aire: nitrógeno, oxígeno y argón (respectivamente 77,4 K, 90,2 K y 87,3 K). Las plantas de nitrógeno criogénico o las unidades de separación de aire (ASU) han sido desarrolladas durante décadas por la industria, personalizadas y optimizadas para su uso comercial. El primer problema de flexibilidad es la tasa mínima de rechazo que puede lograr la planta. Si se considera una configuración de un tren. Por un lado, los compresores pueden lograr una reducción del 75 % de su capacidad nominal sin reciclar ni ventilar. Por otro lado, la caja frigorífica es capaz de conseguir una reducción del 50 % de su capacidad nominal. Por lo tanto, en caso de requisitos para lograr una reducción del 50 %, los compresores deben duplicarse (2x50 %) o debe considerarse una configuración de tren múltiple. Ambos escenarios deberían afectar el costo total de inversión de la unidad. El segundo problema de flexibilidad es la velocidad de cambio de carga generalmente expresada como % / min. En el caso de las unidades ASU convencionales, la velocidad de cambio de carga típica es de aproximadamente 0,5 % / min. Una variación de carga más rápida que aumente esta velocidad de carga afectaría la pureza del nitrógeno y el oxígeno producidos. Para permitir un sistema más flexible, se deben adoptar un control de proceso más avanzado y un equipo y diseño específicos de caja fría [89].

En este estudio, se considera una temperatura de 480 ° C, entrada de hidrógeno a presión atmosférica y una presión de trabajo de 150 bar para la unidad de síntesis Haber-Bosch en conjunto con una unidad de separación de aire (ASU). La reacción de producción de amoníaco es exotérmica y el calor recuperable neto depende de la configuración de la planta [83].

La escala tiene un impacto en el gasto de capital (CAPEX) de una planta de NH_3 de

Haber-Bosch [83]. Las plantas modernas típicas de NH_3 a gran escala tienen una capacidad de producción de 1000-2000 toneladas de NH_3 por día, y las nuevas plantas están diseñadas para capacidades que alcanzan las 3000 toneladas de NH_3 por día, equivalentes a 1.000.000 t/año [83].

El proceso verde de Haber-Bosch para la síntesis de amoníaco utiliza hidrógeno renovable de la electrólisis del agua y nitrógeno de una unidad de separación de aire (ASU) como materia prima. Se requieren alrededor de 27 kW de potencia para que el circuito de síntesis produzca 1 tonelada de amoníaco por día, y la ASU y la compresión mecánica (MC) requieren alrededor de 3,5 y 1,5 kW, respectivamente (Morgan, 2013). El proceso de síntesis de amoníaco es exotérmico y va acompañado de una reducción de la entropía y, por lo tanto, las bajas temperaturas y las altas presiones tienden a ayudar a que la reacción avance hacia la dirección del producto. Sin embargo, el proceso Haber-Bosch se lleva a cabo a altas temperaturas y presiones (450 ° C y 200 bar aprox) debido a la lenta cinética asociada a la difícil disociación del nitrógeno molecular en nitrógeno atómico. Entre muchos candidatos, el catalizador de elección para el proceso de Haber-Bosch es hierro promovido con óxidos de elementos del grupo principal, aunque también se han comercializado catalizadores basados en Ru. Los últimos años han visto la investigación de nuevos métodos para la síntesis de amoníaco, incluida la síntesis de amoníaco en estado sólido [88].

La descomposición o el craqueo del amoníaco es endotérmico y el craqueo activo depende del catalizador. Por lo general, la descomposición ocurre a temperaturas de 400 a 700 ° C, pero para algunos catalizadores, por ejemplo, Ni, necesita temperaturas de alrededor de 1000 ° C. Una amplia variedad de materiales son útiles para la descomposición del amoníaco. Entre los catalizadores de un solo metal, Ru es el más activo. Algunos catalizadores binarios y ternarios como Ni-Pt, NiMo, MoNx, NiMoNx y Co3Mo3N también son prometedores. Las reacciones de síntesis y descomposición del amoníaco siguen los mismos principios fundamentales y, por tanto, son microscópicamente reversibles. Sin embargo, Boisen et al. (2005) encontraron que los catalizadores óptimos para la descomposición del amoníaco no son los mismos que los de la síntesis porque las muy diferentes condiciones de reacción de síntesis / descomposición (como las concentraciones de amoníaco) dan como resultado diferentes rangos de energía óptimos para el paso crítico, es decir, la unión de nitrógeno en el superficies de catalizador [88].

En la actualidad, los hornos eléctricos están disponibles comercialmente para descomponer el amoníaco a pequeña escala para producir gas de formación (mezcla de H_2 y N_2) para diversas aplicaciones industriales. Actualmente, no existe una planta de descomposición de amoníaco a gran escala para extraer hidrógeno puro del amoníaco. Sin embargo, recientemente, Jackson et al., 2020 diseñaron y simularon un reformador de amoníaco a gran escala, que es un sistema de craqueo convencional, en Aspen Suite para generar 200 toneladas / día

de hidrógeno de alta pureza a 250 bar con una eficiencia general de alrededor de 69 %, lo que se traduce en un consumo energético específico de alrededor de 40 kWh por kg de hidrógeno. Para la descomposición del amoníaco, la elección del material del reactor es crítica debido al entorno de reacción perjudicial, que puede causar estrés térmico, agrietamiento por corrosión bajo tensión y fragilización por hidrógeno en el reactor [88].

Aunque la producción de amoníaco está bien establecida, se estima que la liberación de hidrógeno a partir de amoníaco requiere 1,41 MWh / tNH₃, debido a la alta temperatura requerida para el craqueo térmico (a partir de alrededor de 400 ° C, y con una conversión completa alcanzable alrededor de 650 ° C.) y las pérdidas de hidrógeno durante el proceso de depuración. Esto implicaría una eficiencia del proceso de alrededor del 76 %. El craqueo del amoníaco también requiere catalizadores metálicos caros, como el rutenio, si se realiza a una temperatura más baja. También es posible utilizar metales más baratos como el níquel, pero esto requiere temperaturas de alrededor de 900 ° C. Recientemente, investigaciones prometedoras han mostrado potencial para el uso de imidas alcalinas y alcalinotérricas baratas como catalizadores para el craqueo del amoníaco, con rendimientos cercanos a los del rutenio [64].

La disociación del amoníaco es endotérmica y requiere la entrada de calor para que la reacción se complete. La entrada de energía total requerida para lograr y mantener la descomposición del amoníaco depende de la velocidad de recuperación y la temperatura de reacción. La tasa de disociación depende de la temperatura, la presión y el catalizador. La limitación teórica para la temperatura de trabajo más baja viene dada por el equilibrio químico (es decir, limitación termodinámica). Para una descomposición casi completa del amoníaco (es decir, una alta tasa de conversión > 99,5 %), esta temperatura es de aproximadamente 430 ° C a presión atmosférica. Sin embargo, con respecto al calor de reacción, la descomposición endotérmica del NH₃ ocurre a altas temperaturas para lograr una alta conversión con cinéticas rápidas, lo que indica fuertes limitaciones de transferencia de calor [89].

En los sistemas comerciales, el amoníaco líquido almacenado en botellas o tanques de amoníaco se bombea y precalienta en un intercambiador de calor y un vaporizador luego se rompe en la unidad principal del horno. En estos sistemas disponibles, el horno a menudo se calienta eléctricamente mediante elementos calefactores especiales Light Gauge Over-Bend (LGO). Típicamente, la disociación de gas amoníaco a pequeña y mediana escala tiene lugar a temperaturas tan altas como 950 ° C en presencia de un catalizador de níquel especial dentro del horno calentado eléctricamente. El gas craqueado luego pasa por el intercambiador de calor para precalentar el gas entrante. Dependiendo del uso final, el gas generado (75 % H₂, 25 % N₂) puede o no someterse a un paso de purificación final. Hasta ahora, el craqueo de amoníaco se opera con un catalizador de níquel heterogéneo que requiere al menos 900 ° C para asegurar la conversión completa de NH₃. En un caso de uso en el que el amoníaco

se considere un portador de energía, se requiere el desarrollo de craqueadores de amoníaco eficientes capaces de generar hidrógeno puro. En cuanto a las necesidades de las unidades de descomposición de amoníaco verde a gran escala, no existen procesos disponibles o conocidos para descomponer el amoníaco a escala industrial. La mayoría de las soluciones disponibles comercialmente ofrecen una solución de horno eléctrico con una capacidad de producción que varía de 1 a 2 TPD. Estas unidades comerciales suelen producir un gas de formación (mezcla de H_2 y N_2) para diversas aplicaciones industriales y rara vez incluyen pasos adicionales para producir hidrógeno con la alta pureza necesaria para su utilización en pilas de combustible [89].

Aunque el craqueo del amoníaco es una operación común en la industria para producir un gas de formación con una composición típica de 75 % de hidrógeno, 25 % de nitrógeno y aproximadamente 1000 ppm de amoníaco, hay pocas soluciones técnicas disponibles para recuperar hidrógeno puro del amoníaco para aplicaciones de almacenamiento de energía. Para alcanzar el nivel de pureza requerido en la entrada de una pila de combustible PEM (contenido de NH_3 de 0,1 ppm), es necesario desarrollar una unidad de craqueo selectivo de amoníaco capaz de separar eficazmente tanto nitrógeno como amoníaco. El craqueo del amoníaco al ser una reacción endotérmica, se favorece a alta temperatura y baja presión. El uso de un catalizador de níquel de bajo coste con un craqueador convencional parece ser la forma más fácil, especialmente si el contenido de amoníaco en el fundente de salida no es una limitación. Si se alcanzan tasas de conversión más altas a una temperatura más alta, esto se logra a expensas de la eficiencia energética general; se utiliza amoníaco para calentar la mezcla de gases dentro del cracker. Los crackers de amoníaco convencionales están, por tanto, más adaptados para la descomposición a gran escala donde el efecto de la escala puede ser enorme en los gastos de capital. En lo que respecta al craqueo de amoníaco descentralizado para la generación de hidrógeno puro y la aplicación de pilas de combustible; Es de gran interés operar la descomposición de amoníaco a una temperatura más baja para una mejor eficiencia energética, particularmente si se realiza una operación de post-craqueo. Por lo tanto, la mayoría de los esfuerzos de investigación y desarrollo en este campo están dirigidos a encontrar catalizadores adecuados para la descomposición del amoníaco en condiciones suaves [89].

El amoníaco, aunque es significativamente menos inflamable que el hidrógeno, es corrosivo para la piel, los ojos y los pulmones y es inmediatamente peligroso para la salud en concentraciones superiores a 300 ppm. El amoníaco tiene una alta presión de vapor, por lo que las fugas se vuelven rápidamente gaseosas. Los humanos detectan fácilmente el olor del amoníaco por debajo de 20 ppm, mucho antes de que sea peligroso, lo cual es una ventaja [58].

Un proceso típico de síntesis de amoníaco industrial es: Después de la producción de

hidrógeno, la alimentación de nitrógeno e hidrógeno se comprime a 100-450 bar y se combina con el reciclado. Esta corriente se alimenta al reactor de síntesis de amoníaco a aproximadamente 300-350 ° C en un reactor de lecho múltiple y la alimentación se convierte en aproximadamente 15-20 mol. % De amoníaco con una temperatura de salida de aproximadamente 450-500 ° C. Luego, el amoníaco se separa de los gases de nitrógeno e hidrógeno por condensación a 20 a 30 ° C aprox. Aproximadamente 2-5 % en moles de amoníaco se retroalimenta al reactor de síntesis de amoníaco con la corriente de reciclo, lo que se debe a la presión de vapor de amoníaco sustancial en las condiciones de separación [90].

La elección del catalizador tiene poca influencia en la eficiencia operativa del bucle de síntesis. Sin embargo, las temperaturas y presiones de funcionamiento varían según la elección del catalizador. Esto se vuelve especialmente relevante en el funcionamiento intermitente y de reducción de escala, ya que las condiciones de funcionamiento más suaves conducen a menos pérdidas de calor al disminuir el grado de integración de calor. Además, la producción de hidrógeno verde implica un cambio en el calor y los flujos de masa en el proceso, lo que requiere diferentes esquemas de integración de calor. A menudo se combinan varios catalizadores en un solo reactor con diferentes lechos. Normalmente, los reactores de síntesis de amoníaco son reactores adiabáticos de lecho múltiple. Los primeros lechos funcionan a altas temperaturas (hasta 500-550 ° C), mientras que los lechos posteriores funcionan a temperaturas más suaves. Por tanto, los catalizadores altamente estables a altas temperaturas se prefieren principalmente para los primeros lechos, mientras que la actividad en condiciones suaves es cada vez más importante para los últimos lechos [90].

Al reducir la escala, aumentan las pérdidas de calor y aumenta el consumo de energía. Una planta de amoníaco a gran escala (1000 tNH₃ / d aprox) consume alrededor de 2-7 GJ / tNH₃ para presurización, calefacción, bombeo y servicios públicos. A escalas intermedias (3-20 tNH₃ / d), este consumo de energía aumenta típicamente a 13-14 GJ / tNH₃. A escalas de síntesis de amoníaco hasta 5 tNH₃ / d, las pérdidas en los procesos de síntesis a alta presión se deben principalmente a efectos de escala. A escalas muy pequeñas (< 0.1 tNH₃ / d), incluso se requiere calor para mantener el reactor de síntesis de amoníaco a la temperatura de síntesis debido a las pérdidas radiales de calor, y la producción de hidrógeno y nitrógeno también se vuelve menos eficiente. Por tanto, se requieren condiciones de funcionamiento más suaves en el bucle de síntesis para una reducción de escala eficaz [90].

La energía solar y la energía eólica intermitentes provocan variaciones en el suministro de electricidad. Por lo tanto, el bucle de síntesis debe poder subir y bajar rápidamente, o deben instalarse baterías para operar el bucle de síntesis con carga constante. La última opción es técnicamente factible, pero cara. La aceleración hacia arriba y hacia abajo se puede lograr hasta cierto punto variando la relación H₂: N₂ dentro del bucle de síntesis. El nitrógeno se puede utilizar como inerte en el circuito de síntesis cuando hay bajas cantidades

de hidrógeno presentes. Sin embargo, el amoníaco debe estar presente en el circuito de síntesis para permitir la condensación. Al reducirse, el consumo de energía por cantidad de amoníaco producido puede aumentar drásticamente, aunque se han propuesto estrategias de control con un aumento mínimo en el consumo de energía. Para poner las rampas hacia arriba y hacia abajo en perspectiva: el tiempo de arranque en frío de una planta a gran escala es de uno a dos días. Por lo tanto, se puede considerar el apagado cuando el suministro de electricidad no está disponible durante algunas semanas (es decir, más allá del tiempo de almacenamiento de una batería). Nuevamente, se espera que las condiciones más suaves en el bucle de síntesis permitan un funcionamiento intermitente con pérdidas de energía más bajas. Además, la separación de amoníaco en la fase gaseosa en lugar de por condensación puede ser beneficiosa para el funcionamiento intermitente [90].

2.9.5. Combustibles líquidos

Los combustibles sintéticos son productos químicos con valores caloríficos deseables para aplicaciones portadoras de energía, que pueden sintetizarse a partir de electricidad, agua y CO_2 . Son químicamente similares a sus homólogos de combustibles fósiles, lo que amplía enormemente el potencial de mercado de la electrólisis. Todas las rutas de energía a combustibles sintéticos (P2S) implican un proceso electroquímico inicial, seguido de una o varias reacciones catalíticas termoquímicas engorrosas y menos eficientes. Las vías P2S se pueden dividir en dos grupos, según el tipo de reacción termoquímica involucrada: La hidrogenación CO_2 sintetiza moléculas simples, como metano o metanol, en un número limitado de pasos. Sin embargo, CO_2 es un compuesto químicamente estable, por lo que es termodinámicamente desfavorable, que requiere catalizadores de alta calidad para acelerar la hidrogenación. La síntesis de cadenas más largas, como los hidrocarburos líquidos, solo se puede lograr sintetizando metanol como paso intermedio; La hidrogenación de CO es mucho más fácil y puede conducir a la síntesis de prácticamente cualquier sinfuente, en particular los hidrocarburos líquidos, utilizando el proceso Fischer-Tropsch de varios pasos. El gas de síntesis resultante ($CO + H_2$) se ha utilizado en plantas de reforma de vapor-metano durante muchos años. El obstáculo es producir gas de síntesis de forma clara y con la relación H / C adecuada para la hidrogenación [13].

Todos los combustibles sintéticos derivados del agua y CO_2 están compuestos de átomos de hidrógeno, carbono u oxígeno, y también se conocen como combustibles sintéticos C-H-O. La energía de combustión de CH_xO_y es igual a $117.2x - 177.35y + 422.5$ julios por mol. Por lo tanto, la relación H / C x es fundamental: un contenido de H_2 más alto induce una mayor energía por masa, pero no por volumen, porque los combustibles tienden a ser gaseosos. El aumento de la relación H / C en la síntesis de combustible se denomina hidrogenación y consume energía. Puede generar hidrógeno adicional a partir del vapor de

agua; directamente de gas hidrógeno (por ejemplo, de una planta de biogás enriquecida con hidrógeno); o residuos de carbono en forma de CO_2 (como plantas de conversión de carbón en líquidos). La reducción de la relación H / C en la síntesis de combustible se denomina deshidrogenación y produce calor. Puede generar carbono adicional en forma de CO o CO_2 (de una planta de metanización, por ejemplo), o desperdiciar hidrógeno en forma de vapor de agua (por ejemplo, metano a líquido) [13].

O_2 tiende a reducir el poder calorífico de la molécula por masa, pero ayuda a estabilizar el combustible en forma líquida (de metano a metanol). Los combustibles líquidos son críticos para el transporte debido a su alta densidad de energía volumétrica. Producidos a partir de electricidad limpia / renovable y potencialmente biomasa, pueden certificarse como combustibles limpios / renovables y venderse a un precio superior.

El metanol es probablemente el sincombustible líquido más prometedor, debido a la fácil reacción de síntesis que implica y su idoneidad como sustituto de la gasolina. Los hidrocarburos líquidos como la gasolina tienen las mejores propiedades portadoras de energía, pero son mucho más difíciles de sintetizar, especialmente de manera descentralizada y a pequeña escala [13].

Los hidrocarburos líquidos como la gasolina, el diesel y el combustible para aviones son los portadores de energía de mejor rendimiento para el transporte. Tienen la densidad de energía volumétrica más alta de todos los productos químicos (10 kWh / l aprox.) Y son seguros de manejar en relación con su contenido de energía. Los hidrocarburos líquidos son una mezcla de alcanos. Los alcanos son cadenas largas de $-CH_2-$ que son difíciles de sintetizar mediante hidrogenación CO_2 . La síntesis de hidrocarburos líquidos a partir de gas de síntesis (Fischer-Tropsch) o metanol (metanol a gas) es bien conocida. Ambos son procesos catalíticos de múltiples etapas, que implican altos costos de capital y pérdidas de energía significativas (63-74 % HHV para hidrógeno a líquidos); y ambos deben operar a gran escala para beneficiarse de los efectos de escala. El carbón y el gas natural son la principal fuente de energía para la producción de CH sintético, pero no son renovables ni neutrales en carbono [13].

Las posibles vías para convertir la electricidad en combustibles líquidos son: 1) Hidrogenación de CO_2 mediada por metanol en hidrocarburos líquidos, con hidrógeno de electrólisis y CO_2 de cualquier fuente industrial. 2) Gasificación de biomasa asistida por electrólisis, con proceso Fischer-Tropsch o metanol-gas, para enriquecer el gas de síntesis a partir de biomasa y elevar la relación H / C [13].

El gas de síntesis ($CO + H_2$) es una mezcla de gas muy valiosa en muchas aplicaciones y la mejor materia prima para la síntesis de combustibles sincrónicos de H-C-O. Las formas eficientes de producir gas de síntesis se han examinado durante décadas: el proceso de mayor eficiencia energética implica la co-electrólisis de CO_2 y H_2O vapor a alta temperatura en

celdas de electrolizador de óxido sólido (SOEL). La pila SOEL, operada a una temperatura de 800 ° C, electroliza naturalmente CO_2 y H_2O al mismo tiempo, con una eficiencia teórica del 100 %. Al variar la proporción de la entrada CO_2 / H_2O , se puede producir gas de síntesis con la proporción deseada de H / C, para síntesis líquida de combustible sintético [13].

Siempre que los SOEL se mantengan a alta temperatura, con suficiente aislamiento, pueden producir gas de síntesis a alta temperatura y presión de una manera muy flexible. Se están desarrollando procesos para convertir este gas de síntesis reactivo en combustibles sintéticos simples, como el metano o el metanol [13].

La idea de producir electrocombustibles (también llamados combustibles sintéticos o e-combustibles) a partir de precursores respetuosos con el medio ambiente como el hidrógeno y el dióxido de carbono capturado tiene la ventaja de explotar partes de la infraestructura de combustibles fósiles bien establecida actualmente disponible. Se ha defendido como un primer paso hacia la descarbonización del transporte, en particular para los segmentos de transporte que no pueden electrificarse fácilmente, como la aviación [64].

Los biocombustibles representan un gran recurso potencial con ciertas industrias, como la aviación, modeladas con una enorme penetración en el mercado de biocombustibles, como el 60 % de biocombustible de queroseno para 2050. Sin embargo, los riesgos asociados con la bioenergía deben gestionarse ya que afectan a los alimentos seguridad, biodiversidad y degradación de la tierra. Por lo tanto, es probable que el futuro del suministro biogénico se vea limitado en el futuro, ya que varios propósitos compiten por los recursos biológicos, lo que se considera un riesgo que probablemente aumentará el precio de los recursos biogénicos [58].

La forma más accesible de materia prima de CO_2 para el metanol a largo plazo es el DAC. Las estimaciones para el costo de DAC oscilan entre 600 USD / t CO_2 en la actualidad hasta costos a largo plazo de 94-232 USD / t CO_2 para DAC de alta temperatura y 130-170 USD / t CO_2 para DAC de baja temperatura. Otras estimaciones incluyen 742 (2020), 466 (2030) y 219 USD / t CO_2 (2050). En comparación, la materia prima de nitrógeno en el amoníaco verde representa aproximadamente 20 USD por tonelada métrica de amoníaco, utilizando tecnología madura. A menos que se desarrollen tecnologías innovadoras para reducir el coste del DAC, el amoníaco verde tendrá unos costes de producción de combustible un 20 % inferiores a largo plazo [58].

La combustión de amoníaco puro presenta varios desafíos, a saber, alta temperatura de autoignición (924 K), baja velocidad de la llama, límites estrechos de inflamabilidad (15 % - 28 % por volumen en el aire) y alto calor de vaporización, todo combinado con altos niveles de NOx. emisiones (que son extremadamente perjudiciales para el medio ambiente). Para mejorar las propiedades generales de combustión, a menudo se estudia la combustión de mezclas de amoníaco con metano o hidrógeno. Otros aspectos técnicos, como la ciencia de

los materiales y la integridad de los componentes, también deben abordarse antes de que cualquier sistema se implemente comercialmente. Sin embargo, ahora están surgiendo nuevas ideas y conceptos que podrían usar amoníaco directamente en diferentes salidas de energía [91].

Otra dificultad del amoníaco, como consecuencia de su baja reactividad, es la alta energía de ignición necesaria para iniciar su reacción. Los hallazgos iniciales demostraron la energía de ignición considerablemente más alta del amoníaco que de otros combustibles, mientras que se observó que la distancia de extinción de las llamas de amoníaco-aire era 3,5 veces mayor que la del propano con límites de operabilidad más estrechos. La alta energía de ignición, combinada con el menor poder calorífico, menor reactividad y temperaturas reducidas, plantea un desafío para el uso de la molécula en sistemas de potencia y propulsión [91].

2.9.6. Metanol

En general, la utilización de CO_2 como precursor tiene el potencial de mejorar el impacto de un proceso, no simplemente secuestrando, al menos temporalmente, las posibles emisiones de gases de efecto invernadero en un producto químico, sino también ofreciendo rutas sintéticas alternativas que pueden caer bajo los objetivos de la química verde. Por ejemplo, la obtención de un producto mediante una síntesis que reduzca el uso de disolventes, o la disminución del número de pasos sintéticos, tendrá un valor añadido que no se asocia simplemente a las emisiones de CO_2 reciclado. Esto es particularmente cierto para los procesos catalíticos homogéneos [64].

El metanol es uno de los cuatro químicos básicos críticos: junto con etileno, propileno y amoníaco, que se utilizan para producir todos los demás productos químicos. Aproximadamente dos tercios del metanol se utilizan para producir otros productos químicos, como formaldehído, ácido acético y plásticos [92].

El metanol renovable se puede producir utilizando energía renovable y materias primas renovables a través de dos rutas: El biometanol se produce a partir de biomasa. Las principales materias primas de biomasa sostenible incluyen: residuos y subproductos forestales y agrícolas, biogás de vertederos, aguas residuales, MSW y licor negro de la industria de la pulpa y el papel. El e-metanol verde se obtiene a partir del CO_2 capturado de fuentes renovables (por ejemplo, a través de BECCS o DAC) y el hidrógeno verde, es decir, el hidrógeno producido con electricidad renovable. El metanol producido por cualquiera de las rutas es químicamente idéntico al metanol producido a partir de fuentes de combustibles fósiles [92].

El uso de metanol como combustible, ya sea solo, en una mezcla con gasolina, para la producción de biodiésel, o en forma de metil terc-butil éter (MTBE) y dimetil éter (DME), ha crecido rápidamente desde la mediados de la década de 2000. Debido a su alto índice de

octanaje, el metanol se puede utilizar como aditivo o sustituto de la gasolina en los motores de combustión interna (ICE). El metanol también se puede utilizar en motores diésel modificados y vehículos híbridos avanzados y de pila de combustible. Las pilas de combustible de metanol directo (MFC) también pueden convertir la energía química del metanol directamente en energía eléctrica a temperatura ambiente [92].

El DME, producido a partir de metanol por simple deshidratación, es un gas que puede licuarse a presión moderada, al igual que el gas licuado de petróleo (GLP). El DME como sustituto del combustible diesel con un índice de cetano alto y que no produce emisiones de hollín (material particulado [PM]) también ha atraído mucho interés. DME también puede reemplazar al GLP en aplicaciones como calefacción y cocción. Se puede mezclar hasta un 20 % de DME con GLP sin modificaciones o muy limitadas en el equipo existente. El metanol también se puede utilizar como combustible para producir calor y vapor en calderas industriales y para la generación de energía eléctrica en turbinas de gas [92].

El uso de metanol líquido evita la necesidad de costosos sistemas a bordo capaces de almacenar y transferir gas hidrógeno de forma segura bajo presión extrema (350-700 bar) en FCV. Hasta la fecha, el metanol es el único combustible líquido que se ha demostrado a escala práctica en aplicaciones de transporte basadas en pilas de combustible [92].

El transporte marítimo representa el 80-90 % del comercio internacional. El combustible marino tradicional utilizado en los barcos es el combustible diesel, que tiene un contenido relativamente alto de azufre. El metanol, debido a su proceso de producción, no contiene azufre y cuando se quema casi no produce PM (debido a la ausencia de enlaces carbono-carbono) y cantidades bajas de NO_x . La conversión de barcos grandes y pequeños existentes a metanol se puede lograr fácilmente a un costo moderado [92].

Para fines de aviación, el metanol podría convertirse en combustibles de aviación de tipo queroseno mediante un proceso similar al proceso de conversión de metanol en gasolina (MTG). El metanol en sí no suele considerarse el combustible más adecuado debido a su menor densidad de energía volumétrica en comparación con el queroseno. Sin embargo, el metanol podría ser un candidato para aviones híbridos más avanzados que utilicen una combinación de pila de combustible y batería para hacer funcionar turbofans eléctricos o turbopropulsores [92].

En la mayoría de las aplicaciones, sería preferible un medio de almacenamiento de energía líquido como el metanol a uno gaseoso. En el sector del transporte en particular, sería muy deseable una transición de productos derivados de combustibles fósiles líquidos (gasolina, combustible diesel, queroseno, etc.) a un combustible líquido renovable y sostenible. Esto permitiría el uso de la infraestructura existente con solo modificaciones menores y a bajo costo. Las estaciones de servicio que dispensan metanol para automóviles, autobuses y camiones son esencialmente idénticas a las estaciones de servicio actuales y requieren muy

pocos cambios en los hábitos de los consumidores. En la mayoría de los casos, se pueden utilizar los mismos tanques. Es posible que se necesiten cambios menores en las líneas de reabastecimiento de combustible, juntas, etc. para acomodar el metanol. En lugar de gasolina o diesel, el consumidor simplemente llena su tanque en la estación de servicio local con un combustible líquido diferente. La reacción se opera a temperaturas entre 200 ° C y 300 ° C y presiones de 50-100 bar. También se están desarrollando catalizadores capaces de operar en condiciones suaves [92].

La materia prima de CO_2 para la producción de e-metanol se puede dividir en dos categorías amplias según su origen: CO_2 de diversas fuentes industriales, incluidas plantas de energía y fábricas de acero y cemento. En este caso, lo más probable es que los CO_2 provengan de la quema de combustibles fósiles. CO_2 obtenido de la atmósfera ya sea directamente por captura directa de aire (DAC) o mediante biomasa. Cuando el CO_2 de estas unidades se captura ya sea para almacenamiento o utilización, el proceso generalmente se denomina bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS) o bioenergía con captura y utilización de carbono (BECCU). BECCS, BECCU y DAC permiten un ciclo neto de carbono neutral en la producción de e-metanol [92].

Para la síntesis de metanol, la proporción óptima de H_2 / CO es cercana a 2. Para ajustar esta proporción, parte del CO en el gas de síntesis se convierte con agua en H_2 a través de la reacción de WGS. Esto también crea un exceso de CO_2 , que se separa y generalmente simplemente se ventila a la atmósfera. Debido a que la producción de metanol a partir de biomasa genera una gran cantidad de CO_2 , la tasa de conversión aparente de biomasa en metanol se reduce. La eficiencia general del carbono en este tipo de esquema es de alrededor del 50 %, lo que significa que solo alrededor del 50 % del carbono en la materia prima termina en metanol; el resto está en el CO_2 emitido. Una posibilidad atractiva para aumentar la tasa de utilización del carbono es hacer reaccionar el CO_2 emitido normalmente con hidrógeno de alguna otra fuente para producir más metanol. Esto se puede lograr combinando el esquema de bio-metanol y parte del esquema de e-metanol en un proceso híbrido donde casi el 100 % del carbono en la biomasa termina como carbono en el producto de metanol. El hidrógeno se obtiene mediante electrólisis de agua utilizando energía renovable. La eliminación de las emisiones de CO_2 , o en otras palabras, el uso de todo el biocarbono disponible, puede tener lugar en dos pasos. El primero incluye la inyección de hidrógeno para lograr una relación H_2 / CO de aproximadamente 2, eliminando así la necesidad del WGS. El segundo paso es inyectar suficiente H_2 para hacer reaccionar el CO_2 restante en metanol. La combinación del proceso convencional de bio-metanol con e-metanol permite utilizar todo el carbono de la biomasa, aumentando el potencial de producción de una determinada cantidad de biomasa de alrededor del 60 % a alrededor del 140 % [92].

La combinación de producción de bio y e-metanol en un solo sitio también ofrece claras

ventajas sinérgicas al ser una fuente de CO_2 para la producción de e-metanol y una fuente de hidrógeno para la conversión completa del carbono contenido en la biomasa [92].

DAC ofrece una serie de ventajas en comparación con la captura de fuente puntual. El aire ofrece una fuente casi inagotable de CO_2 sostenible que está disponible en cualquier lugar de la tierra. Por lo tanto, las plantas DAC son independientes de las fuentes puntuales de emisión y podrían ubicarse en cualquier lugar para permitir la captura de CO_2 [92].

La reacción del CO_2 con el hidrógeno es exotérmica (libera energía) y el calor de la reacción se puede utilizar para proporcionar otros servicios de la planta, como la destilación. Al depender de la energía renovable fluctuante para producir el H_2 necesario, alguna capacidad de seguimiento de carga para la unidad de producción de metanol sería ventajosa y también proporcionaría un importante servicio de almacenamiento de energía para la red eléctrica [92].

Para la producción de e-metanol, el proceso es bastante sencillo. Se deben considerar tres partes principales: 1 generación de H_2 por electrólisis de agua, 2 captura de CO_2 y 3 síntesis de metanol. La eficiencia general de la producción de metanol a partir de la electricidad y el CO_2 es de aproximadamente el 50-60%. Esto se debe en gran parte a la necesidad de producir hidrógeno a través de la electrólisis del agua [92].

El metanol tiene una serie de ventajas en comparación con algunos otros portadores de energía renovable propuestos, incluidos el hidrógeno, GNC / GNL, amoníaco y baterías. Si el espacio para la contención se incluye en la comparación, la densidad de energía del metanol es comparable a la del GNL. El amoníaco líquido debe enfriarse a $-34^\circ C$ o mantenerse a una presión moderada. El metanol, por otro lado, no necesita refrigeración ni presurización porque es un líquido en condiciones ambientales. La densidad de energía volumétrica del metanol es solo la mitad de la de la gasolina y el diesel, pero aproximadamente tres veces mayor que el H_2 comprimido (700 bar) y dos veces mayor que el H_2 líquido. En realidad, un litro de metanol contiene más hidrógeno que un litro de H_2 licuado. Una economía basada exclusivamente en hidrógeno que se propone a menudo requeriría una inversión masiva y la construcción de una infraestructura costosa y especializada que no existe en la actualidad. Como combustible líquido, el metanol es relativamente fácil de manipular y no necesita equipos altamente especializados para su transporte, almacenamiento y distribución. Con modificaciones menores y económicas, la infraestructura actual se puede adaptar al metanol, lo que permite una transición sin problemas al uso de metanol renovable. También se pueden producir equivalentes de gasolina y diésel a base de energías renovables, pero el proceso es más complicado y el costo energético es más alto que el del metanol renovable. El metanol en sí se puede convertir en gasolina mediante el bien desarrollado proceso de conversión de metanol en gasolina (MTG). Sin embargo, los problemas asociados con la gasolina y los combustibles diesel como las emisiones de PM, NO_x e hidrocarburos también permanecerían. Si bien el

metanol ya se puede usar ampliamente hoy en día en los ICE convencionales, también puede actuar como combustible para híbridos avanzados (metanol / eléctricos) y FCV. En ese caso, el metanol se transforma en hidrógeno a bordo de un vehículo; luego se alimenta a una celda de combustible para cargar baterías en un EV, o para proporcionar propulsión directa en un FCV. También en este caso, el uso de metanol líquido evita la necesidad de sistemas a bordo capaces de almacenar gas hidrógeno de forma segura a alta presión (350-700 bar) en FCV. Hasta la fecha, el metanol es el único combustible líquido que se ha demostrado a escala práctica en aplicaciones de transporte basadas en pilas de combustible. Un beneficio adicional del uso de metanol es que el mismo combustible puede alimentar tanto a los vehículos ICE convencionales como a los FCV, lo que lleva a una transición sin problemas a estos sistemas de propulsión más avanzados [92].

Al igual que la gasolina, el etanol y el hidrógeno, el metanol es muy inflamable y puede provocar explosiones si se almacena o manipula incorrectamente. El metanol también es tóxico y puede ser letal si se ingiere. Puede absorber la humedad de la atmósfera, lo que puede conducir a una separación de fases en mezclas de metanol / gasolina. El metanol es corrosivo para algunos metales y es incompatible con algunos plásticos, resinas y caucho. Por lo tanto, siempre deben seleccionarse metales, plásticos y elastómeros compatibles [92].

El costo del CO_2 depende en gran medida de su origen y de la cantidad de esfuerzo requerido para purificarlo y comprimirlo a la presión necesaria para la síntesis de metanol. El CO_2 que cumple estos requisitos al menor costo, de alrededor de USD 20-30 / t, se puede obtener de instalaciones que ya producen corrientes concentradas de CO_2 , como plantas de purificación de gas natural, fertilizantes y bioetanol. Sin embargo, estas fuentes tienen una capacidad relativamente limitada. En las plantas de energía, acero y cemento se incurre en un costo más alto de entre USD 50 y USD 100 / t de CO_2 capturado (según la tecnología y la ubicación) debido a la necesidad de agregar una unidad de captura de carbono. Las tecnologías para la captura de carbono a gran escala en estas instalaciones son relativamente maduras, pero aún no se han aplicado a la enorme escala necesaria para el sector Power-to-X. Otra fuente de CO_2 es el aire. Varias empresas están desarrollando tecnologías DAC. Los costos siguen siendo altos, del orden de USD 300 a USD 600 / t CO_2 , pero se espera que disminuyan sustancialmente a alrededor de USD 50-150 / t CO_2 en el futuro a medida que se mejore y amplíe la tecnología. El costo del DAC está relacionado en gran parte con la concentración relativamente baja de CO_2 en el aire [92].

La aplicación de créditos de carbono también podría reducir sustancialmente el costo tanto del bio como del e-metanol. En comparación con la producción de metanol a partir de gas natural, se estimó una disminución en las emisiones de CO_2 -eq de aproximadamente 1,6-1,7 t por t de metanol renovable. Esto significa que por cada crédito de USD 1 por t de CO_2 -eq evitado, se podría esperar una disminución en el costo del metanol de alrededor de

USD 1,6-1,7 / t de metanol. Esto significa que, por ejemplo, con un crédito de USD 100 / t CO_2 -eq, se podría alcanzar una reducción del costo del metanol renovable de USD 160-170 / t [92].

La producción de metanol a partir de CO_2 y H_2 no está limitada por la tecnología. Las tecnologías casi idénticas, probadas y totalmente comerciales que se utilizan para producir metanol a partir de gas de síntesis basado en combustibles fósiles (TRL 9) también se pueden utilizar para la producción de e-metanol. Las tecnologías de electrólisis de agua y captura de CO_2 también están disponibles con un nivel de madurez suficiente. Desde el punto de vista tecnológico, es totalmente posible tener una planta de e-metanol del mismo tamaño que una planta de metanol convencional. La dificultad radica principalmente en encontrar la materia prima necesaria a un costo y capital razonables para construir la planta. Técnicamente, la producción de e-metanol no está limitada por estos factores [92].

La intermitencia y las fluctuaciones en la producción de energía de la energía solar y eólica deben gestionarse para permitir que la planta de e-metanol funcione la mayor parte del tiempo. Para ello, será necesario desarrollar una red eléctrica robusta y fiable. Podría imaginarse alguna combinación de energía solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica, así como almacenamiento de energía o hidrógeno. El desarrollo de plantas de e-metanol capaces de manejar la fluctuación dinámica en la generación de energía eléctrica a partir de recursos solares y eólicos podría resultar ventajoso [92].

El metanol (CH_3OH) contiene más átomos de hidrógeno por volumen que cualquier otro líquido estable en condiciones normales, lo que lo convierte en un portador de hidrógeno ideal: el metano y el metanol son compuestos a base de carbono con la relación H / C más alta posible, y ambos pueden reaccionar en pilas de combustible. Las economías de metanol y metano a menudo se denominan alternativas relevantes a la economía del hidrógeno para los sistemas energéticos del futuro. El metano se adapta mejor a las regiones densamente pobladas, con una infraestructura de gas natural altamente desarrollada, como Alemania; mientras que el metanol como portador de energía tiene más apoyo de China, pero necesitaría desarrollar una infraestructura dedicada [13].

Uso directo de energía: el metanol como combustible alternativo a los hidrocarburos derivados del petróleo es limitado en este momento, pero podría tener un gran potencial: Motores de combustión interna (ICE): el metanol, como el etanol, contiene aproximadamente dos veces menos energía por volumen que la gasolina. Pero el metanol ha recibido mucha menos atención en términos de I + D + D, inversión e interés de los medios que el etanol, producto de plantas de biocombustibles de primera generación. Los biocombustibles de segunda generación, a partir de la gasificación de biomasa, producirán metanol de manera más eficiente que el etanol. Es probable que sea preferible una mezcla de etanol, metanol y petróleo a usar cualquiera de estos combustibles por sí solos en ICE. Combustible doméstico

para calentar y cocinar: el metanol se quema más limpiamente que la gasolina y es más seguro para uso doméstico, porque sus llamas se pueden extinguir con agua. Generación de energía (pilas de combustible): las pilas de combustible de metanol están disponibles comercialmente a escala MW. Son similares a las pilas de combustible de hidrógeno, pero funcionan con menor eficiencia. Se están desarrollando pilas de combustible de metanol reformado de alta temperatura en un intento por mejorar la eficiencia [13].

Uso indirecto de energía: el metanol también se convierte en otros combustibles líquidos: El dimetiléter (DME) se produce generalmente a partir de la simple deshidratación del metanol. El consumo de energía del proceso es marginal, por lo que las plantas de metanol suelen atender tanto a los mercados de DME como a los de metanol. El DME es un gas en condiciones normales, pero es muy fácil de licuar bajo presurización moderada y, a menudo, se considera un combustible líquido. Tiene excelentes propiedades de combustión, lo que lo convierte en un sustituto adecuado para el gas licuado de petróleo o el diesel en los vehículos (se necesita una modificación moderada del motor). DME también aumenta la eficiencia de la turbina de gas. El ácido fórmico (HCOOH) es el ácido más simple, en fase líquida, en condiciones normales. Al igual que el metanol, es un buen portador de hidrógeno, compatible con las pilas de combustible de ácido fórmico. A menudo se produce a partir de metanol, pero se puede sintetizar directamente a partir de CO_2 e hidrógeno [13].

Hay tres vías prometedoras de producción renovable para el metanol que utilizan electrolizadores (proyectos de energía a metanol): 1) Enriquecimiento con hidrógeno del gas de síntesis producido a partir de la gasificación de biomasa: una planta de gasificación de biomasa a metanol asistida por electrólisis es una de las formas más fáciles de convertir la electricidad en metanol, manteniendo la neutralidad de carbono; y existen muchas sinergias entre el electrolizador y la planta de biomasa. 2) Hidrogenación catalítica de CO_2 en metanol, con hidrógeno de la electrólisis del agua: la reacción termoquímica de un paso es menos eficiente que la hidrogenación de CO , pero en principio bastante similar. Alcanza la misma eficiencia que la reacción de Sabatier para la metanización, pero requiere diferentes catalizadores y presiones más altas, lo que la hace un poco más cara. 3) Reducción electroquímica directa de CO_2 en metanol, en un proceso de co-electrólisis de alta temperatura de un solo paso [13].

A diferencia de los portadores de hidrógeno como el metano o el amoníaco, la deshidrogenación de los LOHC da como resultado una corriente de hidrógeno puro (después de un simple paso de condensación), mientras que para los demás, el H_2 tendría que separarse del CO_2 (en el caso de los hidrocarburos) o N_2 (en caso de amoníaco). Por tanto, podría eliminarse un paso del proceso [93].

El almacenamiento de hidrógeno a través de moléculas líquidas implica dos pasos de reacción reversibles: hidrogenación de moléculas pobres en hidrógeno y deshidrogenación de moléculas ricas en hidrógeno. El formato pobre en hidrógeno de las moléculas puede ser

gaseoso o líquido. Los portadores de hidrógeno para el primer caso, como el amoníaco, el metanol y el ácido fórmico, también se denominan portadores de hidrógeno “circulares” en la literatura, ya que las moléculas de gas (CO_2 o N_2) capturadas de la atmósfera para sintetizar los portadores de hidrógeno se liberan de vuelta a la atmósfera, formando así un círculo. Por el contrario, las moléculas líquidas pobres en hidrógeno son reutilizables durante el proceso de (des) hidrogenación reversible (Preuster et al., 2017b). Dichos portadores de hidrógeno orgánico se denominan portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC). Los LOHC pueden almacenar hidrógeno sin unirse o liberar otras sustancias hacia o desde la atmósfera y pueden producir hidrógeno puro a partir de la deshidrogenación después de una adecuada condensación. También pueden almacenarse durante un período prolongado a gran escala sin pérdidas y transportarse a larga distancia utilizando la infraestructura existente para combustibles líquidos. La idea de utilizar LOHC para el almacenamiento estacionario de hidrógeno a gran escala es todavía relativamente nueva. Sin embargo, la hidrogenación de aromáticos y la deshidrogenación de hidrocarburos cíclicos se realizan a gran escala en aplicaciones industriales, por ejemplo, en refinerías de petróleo. Por lo tanto, los compuestos de LOHC, junto con los transportadores circulares de hidrógeno, podrían ser candidatos potenciales para el almacenamiento estacionario de hidrógeno a gran escala utilizando la infraestructura bien establecida [88].

2.9.7. Metano

A corto plazo, el potencial de las aplicaciones de energía a gas para contribuir a la integración de VRE podría estar limitado a ubicaciones específicas que cumplan con una serie de requisitos previos. Requiere la disponibilidad local de cantidades significativas de energía renovable que de otro modo se reduciría y una infraestructura de gas natural existente con aplicaciones de uso final bien conocidas [37].

A pesar de incurrir en costos de capital adicionales y pérdidas de energía (del 40 % cuando no se recupera el calor), la metanización se considera una forma prometedora de superar las limitaciones de la proporción de mezcla. Sin embargo, debido a los enormes requisitos de CO_2 del proceso, está limitado por la disponibilidad de fuentes de CO_2 asequibles. La captura de CO_2 del aire consume mucha energía, lo que se traduce en una caída de la eficiencia del 60 % al 39 %. Como consecuencia, la metanización se realiza principalmente reciclando grandes cantidades de CO_2 fatales [13].

Históricamente, el uso principal del hidrógeno ha sido en los procesos de refinación de petróleo crudo. De hecho, las refinerías, donde el hidrógeno es un subproducto del reformado catalítico, han pasado de ser productores netos de hidrógeno a consumidores de hidrógeno. Es probable que esta tendencia continúe. Por lo tanto, el uso de hidrógeno en refinerías que se ha producido a partir de electricidad renovable podría ser, junto con las mejoras en la eficiencia

de los motores de combustión interna (ICE), una forma elegante de reducir la intensidad de carbono de la movilidad. En una línea similar, el hidrógeno se puede utilizar para mejorar el gas natural para vehículos a gas natural. Se cree que mezclar hidrógeno con metano y calibrar los motores para que funcionen con dicha mezcla reduce la contaminación del aire e incurre en una pérdida insignificante de rendimiento de potencia [13].

La metanización, descrita en la sección de energía a gas, es una opción valiosa para descarbonizar el transporte a gas y está siendo considerada por varios países europeos, en particular Alemania y Suecia. El hidrógeno también podría desempeñar un papel similar en la producción/mejora de los biocombustibles líquidos. La solución más sencilla sería producir moléculas de cadena corta como metanol o éter dimetílico (DME), que se pueden mezclar con gasolina y diesel, respectivamente. En casos como estos, la integración de SOEC de alta temperatura capaces de co-electrolizar agua y CO_2 podría cambiar las reglas del juego. Estas unidades podrían generar, en un solo paso y dentro de una sola pila, metano o metanol, que pueden hacer uso de la infraestructura existente. La combinación de la producción de combustible sintético con hidrógeno de origen renovable no es económica en este momento, pero sin duda merece una mayor investigación para cuantificar las deficiencias y el valor del hidrógeno como materia prima para la mejora y el reciclaje [13].

Power-to-gas (mezcla y metanización) es el eslabón perdido entre los dos principales vectores de energía: las redes de gas natural y eléctrica. Tal unión de la infraestructura de la red eléctrica y de gas puede catalizar el desarrollo de una industria energética descarbonizada. Sus cuatro principales beneficios son: 1) Provisión de un sistema de almacenamiento unidireccional para la red eléctrica; A diferencia de los sistemas de almacenamiento convencionales, P2G no puede reinyectar la electricidad almacenada a menos que esté especialmente configurado para hacerlo; 2) Proporcionar capacidad de transporte de energía adicional para aliviar la infraestructura de la red eléctrica, que, en general, tiene menos capacidad y es más cara que la capacidad de la red de gas. ; 3) Acelerar la transición a una economía del hidrógeno, al permitir que la oferta satisfaga una demanda ilimitada; y 4) La descarbonización de las redes de gas natural y la reducción de la necesidad de importar gas. Se prevé que el metano desempeñe un papel cada vez más importante en los sistemas energéticos del futuro: las reservas mundiales de gas están creciendo; su combustión es más limpia que otros hidrocarburos, reduciendo la contaminación local; y las centrales eléctricas de gas proporcionan una valiosa flexibilidad a la red eléctrica [13].

El proceso de conversión de energía en metano hace reaccionar hidrógeno electrolítico con dióxido de carbono para producir metano [13].

El hidrógeno es tan denso en energía que se necesita más de cinco veces más CO_2 que H_2 para sintetizar metano. Este enorme requisito de CO_2 requiere que la ubicación de los proyectos de generación de energía a metano cerca de fuentes industriales de CO_2 . También

se crean grandes cantidades de oxígeno durante el proceso de electrólisis, que también se puede reciclar. Notablemente, la captura de CO_2 del aire consume mucha energía, lo que resulta en una caída de la eficiencia del 60 % al 39 % para un proyecto de energía a metano. Y la eficiencia será un 1-3 % más baja, debido al equilibrio de las pérdidas de los componentes de la planta, la compresión y la transmisión. Sin embargo, las pérdidas de eficiencia de los electrolizadores y los reactores de metanización se dan en forma de calor, que se puede reciclar para mejorar la eficiencia del sistema [13].

El biogás crudo (una mezcla de CO_2 y CH_4), en lugar de CO_2 puro, puede alimentar un reactor de metanización sin la necesidad de separar el CO_2 y el CH_4 . Para los propietarios de proyectos de energía a metano, los ahorros de costos se logran porque las plantas de biometano producen un exceso de CO_2 , lo que elimina la necesidad de pagar CO_2 o eliminarlo del aire. Para los propietarios de proyectos de biomasa a metano, se mejora la eficiencia de conversión. El proceso de transformación del biogás crudo en biometano (CH_4) antes de introducirlo en la red es redundante, lo que reduce las pérdidas de energía en aproximadamente un 10 %. El exceso de calor del reactor de metanización se recicla a la unidad de biogás. Si se puede reciclar todo el calor, la eficiencia de biomasa a biogás aumenta al 85,3 %, desde el 68,7 %. Para el sistema energético en su conjunto, se optimiza el uso de la tierra, multiplicando por hasta 2,5 veces la relación entre la producción de metano y la entrada de biomasa [13].

La mayoría de las emisiones de CO_2 atmosféricas provienen de la combustión de hidrocarburos en presencia de oxígeno. En los procesos de oxicomcombustión, O_2 (a diferencia del aire) se alimenta para la combustión, y los gases de escape son corrientes puras de CO_2 y vapor de agua, fácilmente separables por condensación. Este proceso se utiliza en iniciativas de captura y almacenamiento de carbono para detener las emisiones de CO_2 de procesos industriales, como la energía a carbón o las plantas de acero; pero también podría proporcionar CO_2 para la metanización en sistemas combinados de P2G y oxicomcombustión [13].

Todo el CO_2 de los gases de combustión de oxi-combustión alimenta un reactor de metanización después de recibir un tratamiento de luz. Tres cuartas partes de todos los O_2 producidos durante la electrólisis pueden reciclarse para alimentar la caldera de oxicomcombustión, y el diez por ciento del exceso de calor de la metanización se puede reciclar a través de la planta de oxicomcombustión. Sin embargo, como las plantas industriales de oxicomcombustión son grandes, requieren electrolizadores extremadamente grandes. En consecuencia, a corto plazo, obtener CO_2 de la oxicomcombustión no es una opción fácil [13].

La reacción de Sabatier ($CO_2 + 4H_2 \rightleftharpoons CH_4 + 2H_2O$) es una reacción de dos vías, que tiene lugar en un reactor termoquímico. El porcentaje de hidrógeno convertido en metano (el rendimiento), en un período de tiempo limitado, está influenciado por el catalizador utilizado y la temperatura del reactor. A temperatura ambiente, H_2 y CO_2 deberían reaccionar espontáneamente para formar CH_4 , pero la reacción química es muy lenta sin la ayuda de

un catalizador metálico, que puede ser costoso. Los mejores catalizadores están hechos de níquel, que se recubre con una capa fina sobre un material de soporte más económico, lo que permite el máximo área de contacto posible en relación con su tamaño. La temperatura del reactor se establece para optimizar el rendimiento de conversión CO_2 - después de que haya pasado por el reactor una vez. Debido a que la reacción de metanización es exotérmica, el reactor se calienta y debe enfriarse para mantener la temperatura óptima; de lo contrario, el rendimiento de metanización disminuye y, a temperaturas superiores a $500\text{ }^\circ\text{C}$, la reacción comienza a revertirse (reformado de metano). En comparación con los procesos petroquímicos típicos, el rendimiento termodinámico de la metanización proporciona un alto rendimiento a baja temperatura ($300\text{ }^\circ\text{C}$). Esto hace que sea relativamente fácil de operar, controlar y mejorar. Sin embargo, desde un arranque en frío, un reactor de metanización termoquímica de varios MW tardaría alrededor de una hora en alcanzar los $300\text{ }^\circ\text{C}$ y el 90 % de carga, por lo que se necesitarían amortiguadores de H_2 y CO_2 para permitir operaciones de metanización continuas a pesar de las fluctuaciones extremas en la carga del electrolizador [13].

La metanización catalítica es un proceso termoquímico operado sobre un catalizador a alta temperatura (entre 200 y $700\text{ }^\circ\text{C}$) y presiones entre 1 y 100 bar. La reacción es altamente exotérmica y la temperatura debe controlarse para evitar la limitación termodinámica de la reacción y la degradación del catalizador. En aplicaciones industriales a gran escala y para operaciones continuas, esto se logra con una serie de reactores adiabáticos de lecho fijo y el enfriamiento intermedio de la corriente entre cada reactor. Sin embargo, los procesos de energía a gas se implementan a escalas más pequeñas, con operaciones intermitentes, para las cuales los reactores adiabáticos no son adecuados. La eficiencia energética de la reacción química es cercana al 80 % y la eficiencia energética global de la planta puede mejorarse mediante la recuperación del calor del reactor y su reutilización interna o valorización externa [94].

El metano ya es un producto básico fundamental, tanto en el sector energético como químico. Hoy en día, el metano se extrae principalmente del gas natural y puede considerarse tanto como combustible como como 'materia prima' para la industria química. Se ha argumentado que tiene la perspectiva de desempeñar un papel cada vez más importante en el transporte, pero también se ha señalado que provoca importantes emisiones de gases de efecto invernadero si no se produce a partir de biomasa o CO_2 secuestrado. La mayor ventaja del metano sintético es que, al ser prácticamente el mismo que el metano procedente del gas natural, su uso, su infraestructura y por tanto su aceptación pueden beneficiarse de décadas de experiencia. Aquí, usamos el término 'metanización' para referirnos al proceso clave detrás de muchas aplicaciones generalmente etiquetadas como 'Power-to-gas' [64].

Para ser adecuado para su uso en un contexto de Power-to-methane, basado en el uso de fuentes intermitentes de energía renovable, la operación dinámica es un parámetro clave.

Debería ser posible el funcionamiento a carga parcial en un rango de carga del 20 - 100 %. Además, el inicio / parada y la aceleración hacia arriba y hacia abajo (tasa de cambio de carga) del proceso es importante en el contexto de Hydrogen-to-X [64].

En el pasado reciente, se ha prestado mayor atención a la metanización como parte del concepto de conversión de energía en metano, que se centra en la metanización de CO_2 por hidrógeno. La principal ventaja de la metanización en este contexto es el hecho de que el metano sintético se puede utilizar como medio de almacenamiento de hidrógeno renovable, haciendo uso de la infraestructura de gas actual sin más inversiones. En un futuro, un sistema de energía más descentralizado, las unidades de metanización a escalas más pequeñas también podrían tener sentido, y deberían poder funcionar de forma dinámica. Esto tiene implicaciones para los conceptos de reactores, que deben cumplir requisitos adicionales, como diseños de reactores escalables y flexibilidad de carga [64].

Tanto la conversión de dióxido de carbono como de monóxido de carbono en metano son procesos exotérmicos. Actualmente, el enfoque principal del desarrollo de procesos se basa en la conversión de dióxido de carbono, para lo cual existen varios conceptos de metanización catalítica. Existen varios tipos de reactores para procesos de metanización química. Estos reactores se pueden clasificar según el tipo de soporte de los catalizadores (p. Ej. Paneles o gránulos), el control de temperatura (p. Ej. Isotérmico o adiabático) o el número de fases implicadas en la reacción de metanización [64].

La eficiencia energética del propio proceso de metanización catalítica se sitúa actualmente en torno al 70-80 %, según el tipo de reactor, con pérdidas de energía en forma de calor. La alta temperatura requerida para la metanización química (al menos 300 ° C) brinda la oportunidad de integrar y utilizar el calor residual. En el caso de un proceso de producción en combinación con electrólisis a alta temperatura, si las corrientes de calor residual se utilizan por completo, la eficiencia global, incluida la electrólisis, podría acercarse al 80 % [64].

Las reacciones altamente exotérmicas implican que el control de la temperatura dentro de un reactor catalítico es un desafío significativo. Los distintos conceptos de reactores que se han desarrollado presentan diferentes rutas para una eficiente remoción de calor. Los procesos técnicamente más avanzados son los reactores de lecho fijo y los reactores estructurados [64].

Aunque los reactores de metanización ya están disponibles comercialmente, todavía es necesario investigar para comprender el mecanismo de reacción real, con el fin de desarrollar nuevos catalizadores, mejorar los catalizadores de metanización actuales y desarrollar diseños de reactores, así como modelos de procesos. El control de la temperatura del proceso, las mejoras de la rentabilidad y la flexibilidad, es decir, el comportamiento de funcionamiento dinámico cuando se acopla a las fuentes de energía renovables intermitentes, también están en el centro de la investigación. En principio, tanto la metanización química como la biológica reaccionan bien a los cambios de carga, siendo el factor limitante el control del proceso, más

que el proceso en sí. Deberían ser posibles cargas mínimas de alrededor del 10% para la mayoría de los conceptos de metanización, pero para los reactores adiabáticos de lecho fijo, es posible que sea necesario adaptar el diseño del reactor [64].

Las desventajas de admitir H_2 en la red existente es que cualquier usuario que necesite H_2 puro (o CH_4 puro) necesita separar H_2 del CH_4 , lo cual es caro. Normalmente se aplicará un PSA para dicha separación y aquí el gas natural saldrá a baja presión y será necesario volver a presurizarlo [61].

2.10. Transporte

Las estimaciones de 2019 de la IEA sugieren costos más bajos para transportar hidrógeno como amoníaco a largas distancias. Se afirma que el transporte a través de tuberías interiores es más barato a través del hidrógeno comprimido para distancias inferiores a 1500 km. Por encima de esta distancia, el transporte de hidrógeno en forma de amoníaco o LOHC (metilciclohexano / tolueno) se vuelve menos costoso, y el amoníaco tiene un costo marginalmente menor y el amoníaco también es más barato que el hidrógeno comprimido para su transmisión en tuberías a distancias de más de 3500 km [64].

2.10.1. General

Los requisitos de transporte deben tenerse en cuenta porque la elección del acondicionamiento y el almacenamiento limita el tipo de transporte que se puede utilizar. La elección del transporte depende de la distancia de transporte, del caudal de hidrógeno y de la distribución de los usuarios finales [13].

El transporte por carretera permite la entrega distribuida. El transporte de hidrógeno comprimido en tanques está limitado a distancias cortas y bajos caudales. El transporte de hidrógeno líquido solo puede ser viable para grandes cantidades entregadas a largas distancias a numerosos lugares, muy probablemente estaciones de servicio. Finalmente, las tuberías pueden proporcionar una opción de bajo costo para la entrega punto a punto de grandes volúmenes de hidrógeno. Sin embargo, carecen de la flexibilidad de los vehículos de carretera para la entrega distribuida. Además, el tendido de tuberías incurre en importantes costos iniciales que, en vista de la demanda actual de hidrógeno, inhibirán la expansión de las tuberías de hidrógeno [13].

La ubicación de los parques eólicos y solares fotovoltaicos está limitada por la calidad de los recursos y tienden a concentrarse lejos de los grandes centros de consumo. En consecuencia, su integración puede enfrentar problemas de congestión y disponibilidad de transmisión y distribución. La conversión a hidrógeno permite múltiples opciones de transporte, que dependen de: 1) dónde tiene lugar la conversión y la transformación en uso (sitio de producción,

sitio de uso final, intermediario) y 2) del portador de energía elegido y la disponibilidad de redes alternativas (electricidad , gas e hidrógeno) [13].

El hidrógeno, además de proporcionar una capacidad inigualable de cambio de tiempo a largo plazo y a gran escala, también proporciona 2 dimensiones de flexibilidad adicionales: 1) cambio de ubicación, que puede utilizar no solo la red eléctrica, sino también la infraestructura de transporte de gas e hidrógeno y 2) cambio de aplicaciones, que puede unir todos los sistemas de sub-energía con fuentes de energía principalmente renovables: portadores de energía, usos finales de energía para el transporte, el calor y la industria [13].

Cada componente dentro de la infraestructura de entrega puede incluir pérdidas de hidrógeno. Por ejemplo, el hidrógeno líquido almacenado en un recipiente de almacenamiento bien aislado puede evaporarse y perderse a través de una válvula de alivio de presión. Estas pérdidas se convierten en variables importantes al calcular el hidrógeno requerido por cada componente en una ruta y para calcular el caudal de diseño para cada componente [95].

La fuente principal de pérdidas en los componentes de base gaseosa está relacionada con el compresor. A medida que el hidrógeno se procesa a través del compresor, pasa por los sellos o es absorbido por el aceite de lubricación del compresor. La mayor parte de las fugas de gases en la infraestructura de las tuberías proviene de válvulas, accesorios, etc., más que del propio acero de la tubería [95].

Para los componentes líquidos, hay dos tipos de pérdidas: relacionadas con los componentes (es decir, pérdidas por licuador); y relacionados con la ebullición. Por tanto, en la estación de dispensación de líquido y en la terminal de líquido, la existencia de tanques de almacenamiento de hidrógeno líquido significa que se producirán pérdidas por evaporación. En las estaciones de repostaje de hidrógeno líquido, aproximadamente el 6 por ciento del tamaño del camión cisterna se pierde cuando el hidrógeno se descarga del camión. Esta pérdida se produce debido a la dificultad de mantener inicialmente una temperatura suficientemente baja en el sistema de transferencia, lo que conduce a una pérdida significativa. Podría haber una opción en la estación de reabastecimiento de hidrógeno líquido para usar un compresor para recuperar las pérdidas de hidrógeno, pero se encontró que esta opción tenía un costo prohibitivo. No se pierde hidrógeno durante el llenado del camión de reparto de hidrógeno líquido porque se supone que la terminal de carga está coubicada con un licuador, y cualquier pérdida simplemente se recicla a la entrada del licuador [95].

Debido a la naturaleza de los combustibles, la carga (y descarga) son procesos muy críticos que deben ejecutarse con las máximas precauciones de seguridad. Cualquier fuga es crítica. Debe asegurarse de que todos los sistemas / tanques de carga se vacíen para el oxígeno antes de exponerlos a los combustibles. Cualquier purga con gas inerte para eliminar el oxígeno debe ventilarse posteriormente para evitar la contaminación del combustible con gas inerte. La purga del tanque se puede evitar si el tanque solo se usa para un tipo de fluido

y el tanque se mantiene a una ligera sobrepresión para evitar la entrada de aire. Esto es común para los tanques de remolque de tubo de CH_2 . Si se carga con líquido refrigerado / criogénico, el sistema / tanques de carga deben estar preenfriados o la carga debe ser lenta para evitar aumentos incontrolados de presión y gradientes de temperatura inseguros. Debido a los puntos de ebullición bajo cero a presión atmosférica del GLP, NH_3 , DME y H_2 , los líquidos refrigerados que ingresan a los tanques y tuberías que se encuentran a temperatura y presión ambiente comienzan a hervir inmediatamente. La ebullición y la evaporación continuarán hasta que los materiales alcancen la temperatura del líquido. Esta ebullición inicial provocará un rápido aumento de presión en el sistema de carga. La presión alcanzada dependerá de la cantidad de líquido y del calor disponible para la evaporación. Por lo tanto, se debe tener cuidado de introducir líquido en tanques no refrigerados con la suficiente lentitud para evitar un aumento de presión incontrolado. La ebullición inicial también provocará un enfriamiento local de la estructura del tanque, con el riesgo de tensiones térmicas de los materiales. El enfriamiento por aspersion es esencial para cargas muy frías [61].

Mientras que el compresor / bombas de llenado se usa para transferir el combustible desde la unidad de producción a la unidad de transporte, el compresor / bomba de vaciado se usa para transferir el combustible desde la unidad de transporte a la unidad receptora. Los compresores / bombas de vaciado pueden reemplazarse por gravedad para combustibles líquidos [61].

Sin embargo, al diseñar una infraestructura, es importante notificar que la transferencia de gas o combustible licuado de un buque a otro hereda las siguientes pérdidas: 1. Pérdidas por compresión / bombeo: especialmente la compresión es compleja y puede heredar pérdidas mayores a medida que la presión desciende. el lado de succión, y aumentar en el lado de descarga, mientras se vacían y llenan los recipientes. 2. Pérdidas por enfriamiento: necesidad de enfriar el material del nuevo recipiente de almacenamiento [61].

Si la temperatura del combustible transportado es diferente de la ambiente, habrá algunas pérdidas menores debido a la interacción del calor con el entorno. Por lo tanto, si el combustible transportado está más frío que el ambiente, es necesario agregar energía para mantenerlo frío. De lo contrario, se producirá algo de vaporización / ebullición [61].

La energía eliminada por la licuefacción es la energía necesaria para enfriar hasta el punto de ebullición más la energía necesaria para la condensación. Para NH , LPG y DME, la energía eliminada por la condensación es el término dominante. El NH y DME normalmente se producen como líquidos enfriados, por lo que este paso no es necesario [61].

La ventaja del transporte por carretera es la flexibilidad y la capacidad de recolectar y entregar en casi cualquier lugar, así como un CAPEX bajo. El camión de carretera es más adecuado para distancias relativamente cortas y para volúmenes más pequeños [61].

2.10.2. Camión con remolque de hidrógeno gaseoso

El costo nivelado de transporte por tanques comprimidos se compone de costos iniciales (compresor, tanques y camiones) y costos variables (combustible, conductores y mantenimiento). Los costos variables aumentan linealmente con la distancia y se ven significativamente afectados por el tiempo de espera, cuando el tanque se almacena en el sitio del cliente. Duplicar la frecuencia de entrega reduce los costos nivelados hasta una cierta distancia, cuando el costo operativo adicional se vuelve demasiado alto. Debido a la cantidad limitada de hidrógeno transportado, esta opción no sería adecuada para el suministro de grandes estaciones de servicio, lo que requeriría un número excesivo de viajes de entrega de camiones por día. Se están realizando investigaciones para aumentar la capacidad de los camiones mediante el uso de tubos más grandes, más ligeros y más robustos, hechos de materiales compuestos. Se están investigando varios diseños, como cilindros de alta presión (hasta 700 bar) que evitarían la necesidad de compresores en el sitio de uso final (por ejemplo, estaciones de servicio) y criocompresión (una combinación de hidrógeno refrigerado y comprimido) [13].

A corto y medio plazo, es probable que el hidrógeno comprimido sea la solución predominante. No obstante, el costo nivelado de la entrega de hidrógeno depende en gran medida del diseño del proyecto (tamaño del proyecto, distancia de transporte, tipo de transporte, etc.) [13].

2.10.3. Camión con remolque de hidrógeno líquido

El hidrógeno líquido se beneficia de unos costes de transporte operativos más bajos que el transporte de hidrógeno comprimido, lo que permite un transporte de mayor distancia. Se puede transportar seis veces más hidrógeno en forma líquida, lo que hace que los costos variables de esta forma de transporte, como los costos del conductor y del combustible, sean seis veces más bajos por unidad de hidrógeno transportado. Un largo alcance de transporte no solo es necesario en los casos en que se produce hidrógeno en un sitio remoto, sino también para la entrega distribuida desde una planta de hidrógeno centralizada a múltiples sitios de consumo de hidrógeno, como una red de estaciones de repostaje de hidrógeno distribuidas en un área amplia. Sin embargo, el costo de licuefacción solo puede justificarse si la producción de hidrógeno es muy grande. Al igual que en el caso del almacenamiento criogénico de hidrógeno, el principal desafío para el transporte de hidrógeno líquido reside en la etapa de licuefacción. Las plantas de licuefacción, que requieren una inversión inicial muy alta, tienen efectos de escala significativos tanto en los costos de capital como en la eficiencia energética. Aunque el hidrógeno líquido se volvería más atractivo si aumentara la demanda de hidrógeno, es poco probable que desempeñe un papel importante a corto plazo para el hidrógeno producido a partir de excesos temporales de electricidad producida a partir de fuentes de energía

renovables [13].

Durante el viaje, el hidrógeno criogénico se calienta, lo que hace que aumente la presión en el contenedor. El hidrógeno evaporado se extrae del contenedor, normalmente en la estación de llenado, y se suministra para otro uso o se vuelve a licuar [84].

La formación de BOG (Boil-Off Gas) se ha contabilizado como una pérdida cuando la LH_2 se transfiere del camión cisterna a la gasolinera Dewar, ya que el gas expulsado se dispersa en la atmósfera y no se puede recuperar. Cuando el H_2 fluye a través de la bomba de LH_2 , se forma BOG y se considera desperdiciado nuevamente. La cantidad de H_2 ventilada debido a la entrega al Dewar y las pérdidas de la bomba varía según el tamaño de la instalación. Para las pequeñas estaciones de servicio comerciales ($< 1000 \text{ kg}H_2 / \text{día}$), las pérdidas de BOG son el 15,4 % de la LH_2 bombeada, mientras que para las grandes estaciones de servicio ($> 1.000 \text{ kg}H_2 / \text{día}$) estas pérdidas se estiman en el 5,9 % del combustible bombeado [57].

Por tanto, el suministro de hidrógeno líquido es más difícil de estimar, ya que las pérdidas de hidrógeno pueden ser inducidas por ebullición así como por el propio procedimiento. Según el Informe Nexant 2008, la ebullición durante la entrega del remolque está regulada a cero, pero el hidrógeno hervido se pierde durante el proceso de descarga y representa el 6 % de las pérdidas en la estación de servicio. Un compresor adicional podría recuperar el hidrógeno perdido, pero el proceso de recuperación sería demasiado costoso. Además del proceso de descarga, el tanque de almacenamiento de líquido provoca la ebullición en la estación. Los supuestos van desde el 0,25 % / día hasta el 0,5 % / día. En conjunto, valores de entre 0 % y 6 % parecen razonables y, como tal, elegimos pérdidas del 3 % para la estación de servicio [85].

2.10.4. Gasoductos

En teoría, el transporte por gasoductos requiere una compresión inicial, pero esto a menudo es innecesario, ya que el gas generalmente ya se ha comprimido para su almacenamiento. Sin embargo, se necesitan menos estaciones de compresión de las que se requieren en la transmisión de gasoductos naturales a lo largo de las tuberías de hidrógeno para impulsar el flujo de gas, ya que la menor viscosidad del hidrógeno da como resultado menores pérdidas por fricción. La construcción de tuberías es costosa pero, como resultado de las economías de escala, el costo nivelado de transporte por unidad de hidrógeno es relativamente bajo para un alto rendimiento de hidrógeno. Por lo tanto, las tuberías son la opción más barata para transportar grandes cantidades de hidrógeno para abastecer la demanda continua. Su volumen interno también puede actuar como almacenamiento intermedio para gestionar pequeñas fluctuaciones en las tasas de inyección y extracción de hidrógeno. Debido a que la inversión inicial representa la mayor parte del costo nivelado, las tuberías son difíciles de justificar económicamente para operaciones discontinuas o períodos de transición (es decir,

cuando la demanda no es alta o lo suficientemente regular) [13].

El gasoducto es el modo más seguro de transporte de combustibles fluidos. Las tuberías de larga distancia deben cumplir con altas exigencias de seguridad, confiabilidad y eficiencia. Si se mantienen adecuadamente, las tuberías pueden durar indefinidamente sin fugas. Las fugas importantes que ocurren normalmente son causadas por daños de excavaciones cercanas o por corrosión causada por un funcionamiento incorrecto. La tubería normalmente está equipada con algún sistema de detección de fugas. En caso de que se detecte una fuga, las válvulas de aislamiento y los respiraderos asociados se instalan con frecuencia (cada 10-20 km) para que la fuga se pueda aislar, ventilar y reparar sin tener que vaciar toda la tubería [61].

El compresor de refuerzo son subestaciones de compresor / bomba a lo largo de la tubería que aumentan la presión para compensar la caída de presión a lo largo de la tubería [61].

En la medida de lo posible, las tuberías deben ser subterráneas ya que: 1 Mitigación del riesgo: la instalación subterránea reduce la probabilidad de daños / vandalismo y el riesgo de explosión en caso de fuga. 2 La temperatura es menos variable: esto reduce la expansión y la contracción del material de construcción. Además, la preparación para el invierno no es necesaria si el punto de congelación es inferior a 0 ° C. 3 No desfigura la naturaleza y es menos propenso a protestar [61].

La pérdida de energía se produce como resultado de la pérdida por fricción del fluido (caída de presión) en las tuberías. La pérdida por fricción es una función importante de la velocidad del fluido. Por lo tanto, la velocidad de diseño óptima es una compensación entre el costo de capital (diámetro de la tubería) y el costo operativo (energía de bombeo / compresión [61].

2.10.5. Barcos

Teniendo en cuenta la edad media de la flota de buques existente y la vida útil técnica de los buques grandes y muy grandes, es decir, de 25 a 30 años, existe una necesidad urgente de habilitar un entorno centrado en fomentar la inversión en buques sin carbono y combustibles renovables, en particular hidrógeno verde. Los combustibles de energía renovable parecen ser los combustibles renovables más prometedores, en particular el e-amoníaco. A medida que el costo de la energía renovable continúa cayendo y los costos de electrolizadores y almacenamiento de hidrógeno caen progresivamente, el amoníaco renovable se convertirá en la columna vertebral para descarbonizar el transporte marítimo internacional a mediano y largo plazo. El motor de amoníaco que se espera esté listo en 2023 será un hito clave para desbloquear el uso de amoníaco renovable en los próximos años [96].

Los escenarios IRENA exploraron el potencial de estos dos combustibles renovables en

el sector del transporte marítimo internacional y el papel que cada uno puede tener en el camino hacia un sector descarbonizado en 2050. Sin embargo, el escenario IRENA 1.5 ° C presenta al amoníaco renovable con una participación 4.5 veces más significativa que el del metanol renovable. A diferencia del amoníaco, la utilización de metanol requiere pequeñas modificaciones en el motor, una clara ventaja de este combustible renovable. Sin embargo, la producción de metanol renovable requiere carbono libre de CO_2 como materia prima. Los costos relacionados con el CO_2 como materia prima resultan en un mayor costo del e-metanol en comparación con el e-amoníaco. Sin embargo, si los costos de la tecnología DAC y BECCS caen significativamente en la próxima década, es posible que el metanol en lugar del amoníaco se convierta en el combustible de elección [96].

La participación en 2050 del GNL frente a los combustibles renovables depende del tipo de políticas implementadas en los próximos años y de cómo los combustibles renovables competitivos en costos se vuelven en comparación con el GNL. Si bien los costos de producción de combustibles renovables son actualmente altos, en las próximas décadas los combustibles renovables serán competitivos, por lo tanto, los combustibles renovables pueden proteger al sector de transporte marítimo de la volatilidad que caracteriza al mercado de combustibles fósiles [96].

De todas las combinaciones de tecnología y combustible investigadas, RE- LH_2 PEM FC es la opción más rentable tanto en 2030 como en 2040 (aca no se da la opción de amoníaco) [97].

El amoníaco sería un mejor combustible que el hidrógeno para el comercio de energía en el extranjero, particularmente en el transporte de larga distancia, como se muestra en los estudios de casos que analizan el transporte de hidrógeno desde Australia a Japón. Sin embargo, los barcos de hidrógeno licuado son una tecnología emergente con el primer barco construido en 2019 por Kawasaki. Estos barcos pueden competir con el transporte de amoníaco, ya que las pérdidas por ebullición se pueden eliminar eficazmente usándolos para impulsar el barco. Estos barcos serán limitados en número a corto plazo, mientras que los transportadores de amoníaco ya están bien establecidos y disponibles [58].

El amoníaco de bajo costo basado en energías renovables se puede transportar a los lugares de consumo por barco, tubería, ferrocarril o camión. El amoníaco generalmente se envía en transportadores de GLP en estado líquido a -33 ° C y presión ambiental. Para una embarcación elegida, el costo nivelado de envío es una función del amoníaco transportado anualmente que depende principalmente de la distancia y la velocidad de envío según lo formulado en la Ec. (8) y se ilustra en la Fig. 20. Según Horvath et al., Se considera un consumo de combustible genérico de $0,0082$ kWhth / DWT-km para embarcaciones de aguas profundas. DWT significa tonelaje de peso muerto que puede transportar el buque, del cual el 90 % se considera el peso de la carga. El impacto del tipo de combustible en el gasto de

capital del barco y el espacio disponible para la carga es insignificante, según Horvath et al. En un enfoque conservador, se supone el mismo nivel de consumo de combustible para la embarcación vacía en su viaje de regreso. Con 13.500 km, la Patagonia a los Países Bajos es una ruta de envío internacional relativamente larga, que a cambio tendría un costo de envío de alrededor de 43-59 € / tNH₃ por un precio del combustible de envío de 20-80 € / MWhth. El caso de 20 € / MWhth representa diesel de bajo costo (a 40 USD / bbl de petróleo crudo), el caso de 40 € / MWhth representa diesel de alto costo (a 80 USD / bbl de petróleo crudo) o diesel de bajo costo con 75 € / tonelada de gas de emisión de gases de efecto invernadero o amoníaco de bajo coste basado en energías renovables como combustible de envío en 2050, mientras que el caso de 80 € / MWhth representa el amoníaco de base renovable como combustible de envío en 2020. Una combinación de diésel de alto coste y un importante coste de emisiones de GEI es poco probable ya que la demanda de combustibles fósiles y, en consecuencia, se espera que su precio disminuya cuando se apliquen costos de emisión de GEI significativos. El costo de envío es independiente del costo del amoníaco de la carga, asumiendo que no se pierde amoníaco en el proceso de envío. El buque elegido para este análisis fue un transportador de GLP de tamaño medio. El uso de barcos más grandes puede reducir potencialmente el costo de envío mediante economías de escala [83].

La producción y descomposición de amoníaco (para extraer hidrógeno puro) al final del uso consume mucha energía. La infraestructura de la cadena de suministro y el marco regulatorio ya existen en muchos países, que son factores importantes para el transporte de amoníaco como vector energético [88].

2.11. Almacenamiento

Como se hizo mención en capítulos anteriores, el almacenamiento de energía es requerido en los sistemas renovables para proporcionar energía de respaldo en momentos en que las energías renovables intermitentes no producen energía y para hacer uso del suministro eléctrico excedente, lo que se refleja en los bajos precios de la energía o los vertimientos. Es así como las tecnologías de almacenamiento basadas en hidrógeno se presentan como candidatas de absorber los picos en el suministro de electricidad renovable y evitar el desperdicio de grandes cantidades de energía renovable.

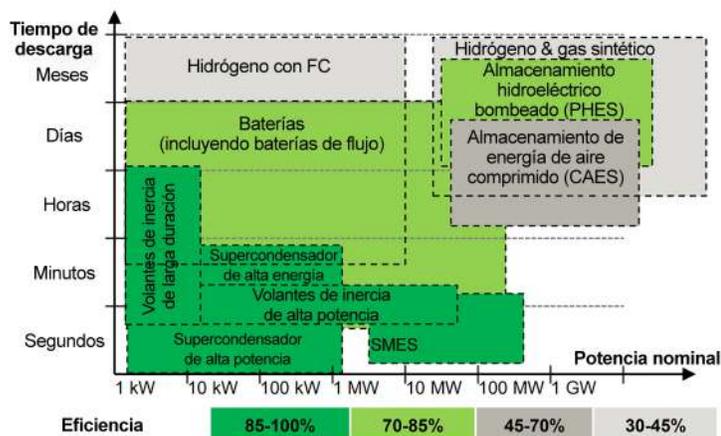


Fig. 2.31: Características de las tecnologías de almacenamiento de electricidad [13]. Adaptado al español.

Aunque la densidad de energía volumétrica del hidrógeno es inferior a la de los hidrocarburos, es superior a la de otras tecnologías de almacenamiento de electricidad masivos. Es capaz de compensar varias semanas de condiciones nubladas o sin viento [13].

Las tecnologías basadas en hidrógeno podrían reducir la inversión en infraestructura necesaria para integrar generadores intermitentes en la red. La conversión de la electricidad producida a partir de energías renovables en hidrógeno permite aprovechar la infraestructura existente: redes eléctricas mediante la ubicación de instalaciones de almacenamiento en nodos de congestión para nivelar la carga, redes de gas y opciones de transporte de hidrógeno [13].

La versatilidad de las soluciones de almacenamiento a base de hidrógeno, en comparación con otras tecnologías de almacenamiento de electricidad, significa que no se limitan a devolver la electricidad a la red mediante pilas de combustible o turbinas de combustión, tienen otros usos [13].

El almacenamiento de electricidad es un proceso de 3 pasos que consiste en retirar la electricidad de la red en tiempos de excedente, almacenarla y luego reinyectarla en tiempos de escasez. Hay 2 elementos principales para medir este proceso: 1) la capacidad de potencia de las fases de carga/descarga, medida en vatios, que define la capacidad de extraer/inyectar electricidad de/a la red, y 2) la capacidad de energía del almacenamiento fase, medida en vatios hora, que cuantifica cuánta energía podría almacenarse. Dado esto, las tecnologías de almacenamiento de electricidad no necesariamente compiten directamente entre sí, ya que pueden estar diseñadas para manejar diferentes necesidades de almacenamiento. Los volantes, supercondensadores y algunos tipos de baterías competirán por su uso en aplicaciones de calidad de energía que valoran principalmente la potencia (por ejemplo, control de frecuencia y voltaje). Sin embargo, el almacenamiento de energía por bombeo y aire comprimido son los mejores para aplicaciones de gestión de energía (por ejemplo, arbitraje de precios) y cambio

de carga (aplazamiento de la inversión en la red) que valoran la capacidad energética y el tiempo de descarga [13].

El uso cada vez mayor de energía eólica y solar fotovoltaica está poniendo de relieve el potencial y las limitaciones de las aplicaciones de almacenamiento existentes. También puede crear nuevas fronteras en el almacenamiento de electricidad, dada la necesidad de satisfacer las necesidades a largo plazo (estacionales) y a gran escala (teravatios-hora) que las tecnologías de almacenamiento basadas en productos químicos parecen más capaces de satisfacer [13].

La versatilidad de las soluciones de almacenamiento basadas en hidrógeno, en comparación con otras tecnologías eléctricas, significa que no se limitan a producir electricidad. El hidrógeno se puede usar en sus mercados tradicionales, como un producto básico de las industrias, como combustible de transporte, se puede mezclar con gas natural y también se usa comúnmente para sintetizar combustibles líquidos y gaseosos [13].

Las necesidades de flexibilidad a menudo se dividen en tres grupos, según la escala de tiempo: 1) La estabilidad se refiere principalmente al control de frecuencia y voltaje para cumplir con los límites técnicos de la red durante un período de segundos; 2) Equilibrio se refiere a cambios de carga durante minutos o días que deben equilibrarse; 3) La adecuación se refiere a la capacidad necesaria para satisfacer los picos de demanda incluso en las condiciones más extremas a largo plazo (meses a años)[13].

La electricidad se puede almacenar utilizando varios principios físicos: La energía eléctrica (almacenamiento de energía magnética superconductora, ultracondensador), la energía mecánica (almacenamiento hidráulico bombeado, almacenamiento de energía de aire comprimido, volantes) y la energía electroquímica (baterías, baterías de flujo) son las más comunes [13].

Las soluciones térmicas y químicas también están desempeñando un papel importante en el panorama del almacenamiento de electricidad, pero se diferencia del almacenamiento de energía eléctrica convencional.^{en} que utiliza portadores de energía alternativos (calor, moléculas): El almacenamiento térmico almacena el calor producido en el curso de la generación de energía (por ejemplo, calor del sol en plantas de energía solar de concentración) en lugar de electricidad. La energía química almacena electricidad convirtiéndola en un nuevo portador de energía que almacena (hidrógeno, combustible sintético). Una vez almacenado, no necesariamente se convierte de nuevo en electricidad [13].

El almacenamiento de electricidad es un proceso de tres pasos que permite retirar la electricidad de la red en momentos de abundante oferta y baja demanda, y almacenarla para reinyectarla en momentos de escasa oferta y alta demanda: 1) La carga actúa como consumo y se caracteriza por la velocidad a la que se puede extraer la energía (potencia) y el tiempo necesario para iniciar este proceso (velocidad de rampa). 2) La descarga actúa como

generación y se caracteriza por la velocidad a la que se puede inyectar energía (potencia) y el tiempo necesario para iniciar este proceso (velocidad de rampa). 3) La fase de almacenamiento agrega una dimensión de cambio de tiempo y se caracteriza por la cantidad de energía que se puede almacenar (donde la energía es igual a la potencia multiplicada por el tiempo) [13].

La combinación de potencia y energía limita la capacidad de cambio de tiempo de un sistema de almacenamiento. La relación potencia/energía determina el tiempo de ciclo típico del sistema y proporciona una indicación de la frecuencia de ciclo. Las pérdidas de energía a lo largo de la cadena de almacenamiento, medidas por la relación entre la energía inyectada y la energía extraída, definen la eficiencia del sistema. La capacidad de cambio de tiempo puede verse limitada por las pérdidas de almacenamiento, que definen los límites de duración [13].

Si bien el almacenamiento de electricidad consiste, en esencia, en nivelar la carga, las características de potencia, energía y eficiencia del sistema de almacenamiento tienen una gran influencia en su pertinencia operativa y determinan dónde es aplicable. Otros factores clave son los requisitos de inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento y la confiabilidad [13].

Impacto en la frecuencia y la eficiencia de los ciclos, según la relación potencia / energía: 1) Los sistemas con una alta relación potencia/energía generalmente no son adecuados para el almacenamiento a largo plazo y tenderán a requerir ciclos de alta frecuencia (un gran número de ciclos de carga y descarga) y viceversa. 2) La importancia de la eficiencia aumenta a medida que aumenta el número de ciclos de carga/descarga [13].

El almacenamiento de energía se puede utilizar para una multitud de aplicaciones, según el diseño del sistema y su ubicación en la red. Las variables más importantes son los requisitos de potencia y el tiempo de descarga deseado de la unidad de almacenamiento: 1) El almacenamiento a corto plazo se utiliza generalmente como una herramienta de administración de energía para garantizar la calidad de la energía (control de frecuencia y voltaje), así como una fuente de alimentación ininterrumpida (reserva de respuesta de frecuencia). 2) El almacenamiento a medio plazo (de una hora a un día) se utiliza para cambiar la carga para recortar los picos diarios. Esto puede ayudar a evitar la congestión de la red y también puede aprovechar las diferencias de precios entre los períodos de baja y alta demanda (arbitraje de precios). 3) El almacenamiento a largo plazo se utiliza para nivelar la carga anual (por ejemplo, patrones de invierno y verano), minimizando la necesidad de reservas de capacidad y garantizando el suministro de seguridad [13].

La ubicación estratégica de las tiendas en la red juega un papel importante para evitar o diferir la inversión en líneas de transmisión y distribución (TD) e integrar las energías renovables distribuidas. La mayoría de las aplicaciones se consideran del lado del generador, pero los operadores de TD y los usuarios finales también son partes interesadas importantes

en el almacenamiento [13].

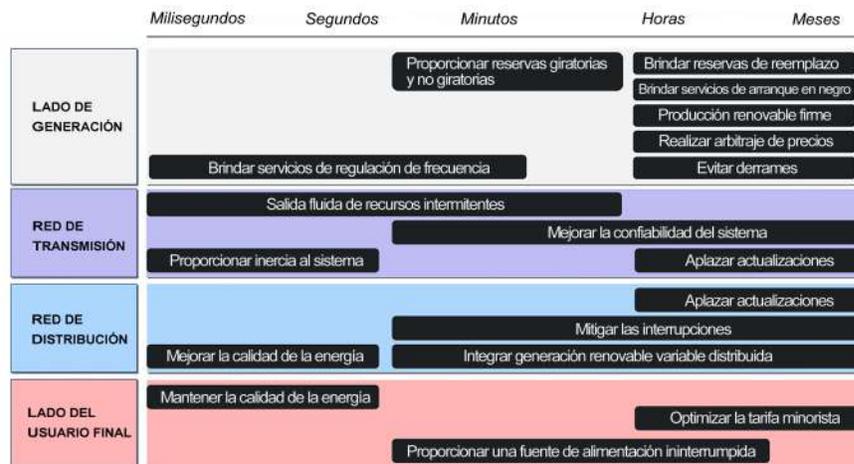


Fig. 2.32: Aplicaciones según la ubicación de la red [13]. Nota: La reserva giratoria es la capacidad de generación que ya está operando y sincronizada con el sistema que puede aumentar o disminuir la generación dentro de un período de tiempo limitado; La reserva no giratoria es la capacidad que no está en funcionamiento, pero que puede estar en funcionamiento dentro de un período de tiempo limitado para proporcionar generación si es necesario. Adaptado al español.

Un mayor uso de renovables variables aumenta la importancia de las aplicaciones de almacenamiento: 1) La calidad de la energía puede disminuir debido a variaciones repentinas en la producción eólica y solar (por ejemplo, una velocidad del viento más alta que la capacidad de una turbina). 2) La carga diaria es más variable e incierta, lo que da como resultado picos más altos que deben eliminarse para limitar los requisitos de reserva o aprovechar las diferencias de precios. 3) La gestión de la energía se vuelve fundamental para evitar costosas necesidades de reserva de capacidad [13].

Para hacer frente a la creciente necesidad de almacenamiento de energía, se están desarrollando varias tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica y química. Las tecnologías todavía están limitadas por sus limitaciones de diseño y, por lo tanto, solo pueden competir por aplicaciones adecuadas a sus características técnicas. Por ejemplo, el almacenamiento de agua por bombeo no compite por el mercado de respuesta en frecuencia, ya que tiene una alta potencia y clasificación energética. Los volantes, los supercondensadores y el almacenamiento de energía magnética superconductora (SMES), así como algunas baterías químicas, como los hidruros metálicos de níquel (NiMH) y el plomo-ácido, compiten para proporcionar calidad y confiabilidad de la energía. Las baterías con una multitud de composiciones químicas, como azufre de sodio (NaS), iones de litio (Li-ion) y plomo-ácido, compiten con las baterías de flujo, como el vanadio redox (VRB) y el bromo de zinc (Zn Br); dos electrolitos

almacenados externamente permiten que las baterías de flujo desacoplen energía y potencia, para el cambio de carga de una hora al día. Las baterías de flujo son escalables y podrían competir por aplicaciones con rangos de potencia y energía más amplios. El almacenamiento de energía hidráulica bombeada (PHES) y el almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) son las principales tecnologías para la optimización de la flota de energía y el equilibrio intermitente a gran escala [13].

Las soluciones de almacenamiento basadas en hidrógeno (que utilizan pilas de combustible para pequeñas necesidades de energía y turbinas de combustión para grandes necesidades de energía) son las únicas tecnologías que pueden cumplir con los requisitos de equilibrio intermitente a niveles de penetración muy altos [13].

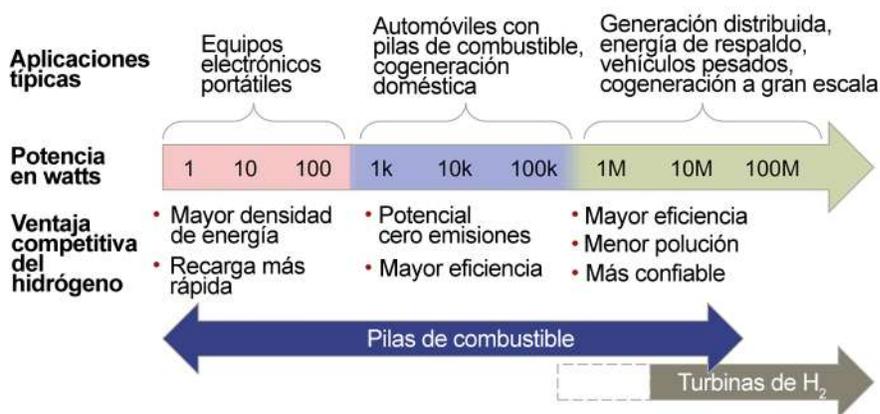


Fig. 2.33: Rango de potencia y aplicaciones de la reelectrificación del hidrógeno [13]. Adaptado al español.

Las soluciones de almacenamiento de energía basadas en hidrógeno son únicas y crean un nuevo grupo de tecnologías de almacenamiento: el almacenamiento de productos químicos. A diferencia de las tecnologías de almacenamiento de electricidad de pares, el almacenamiento químico se basa en un proceso de conversión de un portador a otro, la fase de carga, donde la electricidad producida a partir de energías renovables, las fuentes de energía primaria, se convierte en un nuevo portador de energía: el hidrógeno. Aunque la densidad de energía volumétrica del hidrógeno (kWh / l) es inferior a la de los hidrocarburos, su densidad de energía es superior a la de sus tecnologías de almacenamiento masivo, como el hidroalmacenamiento por bombeo. Aquí, el principal valor de las soluciones de hidrógeno radica en su capacidad para almacenar electricidad de forma masiva [13].

Las soluciones de almacenamiento basadas en hidrógeno pueden, en teoría, competir por todo el espectro de aplicaciones de almacenamiento, ya que desacoplan la carga, el almacenamiento y la descarga, además de beneficiarse de la altísima densidad de energía de una molécula de hidrógeno por unidad de masa. Sin embargo, es probable que las pérdi-

das de energía inherentes a los procesos de conversión (energía a hidrógeno e hidrógeno a energía) limiten la frecuencia de los ciclos, excepto en aplicaciones específicas que aprovechan las propiedades únicas del hidrógeno (tiempo de descarga, densidad de energía) y las de sus tecnologías subyacentes (confiabilidad de las celdas de combustible para energía de respaldo o aplicaciones de calidad de energía) [13].

En la práctica, se espera que las principales aplicaciones de las soluciones de almacenamiento a base de hidrógeno combinen las 3 principales ventajas del almacenamiento de productos químicos: 1) Densidad energética muy alta, lo que permite una gran capacidad de almacenamiento. Una molécula de hidrógeno tiene una densidad de energía por volumen de 2.7-160 kWh / m^3 para una presión de 1 a 700 bar, en comparación con un diferencial de elevación de 0.27 kWh / 100 metros por m^3 de agua para almacenamiento de agua por bombeo y 2-7 kWh / m^3 para almacenamiento de energía de aire comprimido para presiones de 20 a 80 bar. 2) Las soluciones de hidrógeno se benefician de pérdidas insignificantes durante la fase de almacenamiento, lo que permite un almacenamiento a largo plazo, a diferencia de, por ejemplo, las baterías. 3) Las tecnologías basadas en hidrógeno tienen la capacidad de reaccionar a patrones climáticos erráticos y, por lo tanto, a fluctuaciones en los requisitos de almacenamiento [13].

Cuando se produce a partir de electrólisis variable alimentada con energía renovable, la producción de hidrógeno es incierta. Esto es especialmente difícil para el almacenamiento, ya que da lugar a compensaciones entre la tasa de utilización de la instalación (vinculada a la amortización de la inversión inicial) y la capacidad de almacenar hidrógeno siempre que se produzca (es decir, derivado de patrones renovables variables). - que requiere una capacidad de almacenamiento de alta capacidad de respuesta [13].

Las posibles opciones de almacenamiento de hidrógeno consideradas en el modelo son cavernas de sal artificiales y cavernas de rocas en un rango de presión de operación de 60 a 200 bares y almacenamiento subterráneo en tuberías a una presión de 20 a 200 bares. Para mantener la presión mínima, las cavernas de sal y roca requieren gas colchón en aproximadamente el 30 % de su capacidad bruta o el 43 % de la capacidad operativa. El costo del gas colchón está incluido en el gasto de capital de la caverna de sal y roca. La carga o descarga máxima por hora de sal y caverna de roca está limitada al 8 % por día (0,33 % por hora) de la capacidad operativa para evitar tensión adicional en las paredes debido al cambio rápido de presión. Para las tuberías subterráneas, la carga o descarga máxima por hora se limita al 16,67 % de la capacidad operativa (mínimo 12 h para carga o descarga completa) en aras de la gestión del cambio de temperatura. Si bien la caverna de sal y, hasta cierto punto, la caverna de roca son opciones relativamente más baratas para el almacenamiento de hidrógeno estacional y a gran escala, su disponibilidad es limitada en todo el mundo [83].

2.11.1. General

Las tecnologías utilizadas para almacenar y transportar hidrógeno están maduras. Aunque el hidrógeno todavía no se utiliza como medio de almacenamiento de energía, durante mucho tiempo ha sido un bien valioso, utilizado, en particular, por las industrias petroquímica, de refinación y de producción de fertilizantes. Aunque el hidrógeno se produce principalmente donde se consume (producción cautiva), todavía se requiere el almacenamiento y, en cierta medida, el transporte [13].

El principal desafío de almacenar y transportar hidrógeno es económico. Consiste en optimizar la ecuación de costos dentro de las limitaciones de la aplicación de uso final, es decir, la cantidad de energía que se almacenará, la disponibilidad de espacio de almacenamiento, la duración del almacenamiento, la tasa de carga y descarga, la distancia de transporte y la infraestructura existente. y las normas de seguridad [13].

La producción descentralizada evita los costos de transporte si la red eléctrica se extiende al sitio de consumo de hidrógeno. No obstante, la compresión y el almacenamiento locales a menudo siguen siendo necesarios. El tamaño de este búfer (un día, por ejemplo) depende del uso final del hidrógeno (por ejemplo, un búfer insignificante para la conversión de energía en gas) y determina el costo nivelado de almacenamiento para agregar al de la producción de hidrógeno. La producción y entrega centralizadas podrían ser una alternativa económica si el almacenamiento subterráneo es factible. El almacenamiento centralizado en un tanque comprimido no es menos costoso que el almacenamiento descentralizado. El hidrógeno líquido podría ser relevante si fuera necesario en el lugar de consumo; de lo contrario, se deben agregar a este análisis los costos adicionales de almacenamiento en el sitio de consumo. Sin embargo, no se debe llegar a ninguna conclusión sobre el diseño óptimo del proyecto sin evaluar la economía de toda la cadena de valor, desde la energía hasta la entrega de hidrógeno. Los costos de producción de hidrógeno son generalmente más altos en los sistemas descentralizados debido a 1) los efectos de escalamiento de costos en la planta electrolizadora y 2) los costos de electricidad más altos debido a las tarifas de distribución [13].

Incluso si su función se reduce, el almacenamiento de hidrógeno seguirá siendo necesario en la mayoría de los casos, al menos para actuar como amortiguador a lo largo de la cadena de valor. La elección del tipo de almacenamiento depende en gran medida de los requisitos de capacidad energética y de las limitaciones de espacio, pero también de la tasa de ciclos de funcionamiento deseada [13].

La selección del medio de almacenamiento más apropiado está limitada por los requisitos de una aplicación particular. Como es habitual, los principales indicadores tecnológicos a monitorear son 1) potencias nominales (capacidad instantánea de carga y descarga en MW, 2) capacidad energética (energía que se puede almacenar en MWh), 3) densidades de energía

(kWh por masa y por volumen) y 4) seguridad. El almacenamiento suele incluir una etapa de acondicionamiento (compresión, licuefacción, etc.), que varía según las opciones y los requisitos de transporte (por ejemplo, distancia, disponibilidad de una tubería, etc.). Una vez que se han identificado los sitios de almacenamiento potenciales, generalmente se elige la opción más barata. Los costos incluyen el capital invertido en la instalación de procesamiento y el recipiente de almacenamiento, pero también los gastos de operación y mantenimiento. Estos últimos están influenciados principalmente por la energía requerida para procesar el hidrógeno, lo que hace que la velocidad de ciclo (la frecuencia con la que se carga / descarga el sistema) sea un determinante significativo de la optimización de costos: Los tanques presurizados son escalables al contenido de energía, pueden manejar una alta tasa de ciclos con una respuesta satisfactoria y no sufren de autodescarga, lo que permite un almacenamiento a largo plazo. Dependiendo de la presión de almacenamiento, la densidad puede ser relativamente baja. El principal obstáculo es el costo de la compresión. El almacenamiento subterráneo es muy eficiente y puede proporcionar un almacenamiento muy grande durante períodos de tiempo prolongados. A pesar de estas ventajas, es probable que adolezca de falta de disponibilidad geológica y de una frecuencia de ciclo relativamente limitada. El almacenamiento de líquidos tiene la ventaja de contener hidrógeno con una alta densidad energética. Sin embargo, enfriar y mantener el hidrógeno criogénicamente conlleva importantes penalizaciones energéticas y el tiempo de almacenamiento es limitado, debido a una autodescarga de 0,1-0,5 % por día. La inversión en instalaciones de licuefacción también es muy costosa. Los hidruros metálicos tienen como objetivo evitar las pérdidas de energía que se producen durante la compresión o licuefacción. Alcanzan una densidad volumétrica muy alta y evitan problemas de seguridad, ya que el hidrógeno se combina con el hidruro a presión ambiente. Esta forma de almacenamiento es prometedora, aunque permanece en fase de demostración. La cinética de absorción y la eficiencia del proceso (especialmente en lo que respecta al calor) aún no se han demostrado a gran escala, aunque ya se sabe que los hidruros metálicos no competirán en la misma escala que las cavernas subterráneas [13].

Los procesos de almacenamiento de energía se comparan por su costo nivelado de almacenamiento (LCOS) en \$/MWh. Este es el costo real de cargar, almacenar y descargar hidrógeno, y es adicional al costo de compra del hidrógeno. Está influenciado por la tasa de ciclos operativos del sistema [13].

Para aplicaciones estacionarias, es probable que el hidrógeno se utilice principalmente en su forma gaseosa, por lo que los tanques presurizados serán el principal medio de almacenamiento a corto plazo. Se adaptan bien a aplicaciones a pequeña escala, son asequibles (la mayor parte del costo se produce durante la compresión), seguras (años de experiencia) y eficientes, con pérdidas que oscilan entre el 9 % y el 15 %, según la presión. El almacenamiento subterráneo en cavernas de sal es, con mucho, la opción más competitiva para grandes

capacidades energéticas, siempre que la geología lo permita. Se requiere menos energía para comprimir e inyectar el hidrógeno en una caverna que en cualquier otra forma de almacenamiento de hidrógeno, y la inversión inicial por kWh almacenado generalmente se amortiza por el tamaño del depósito [13].

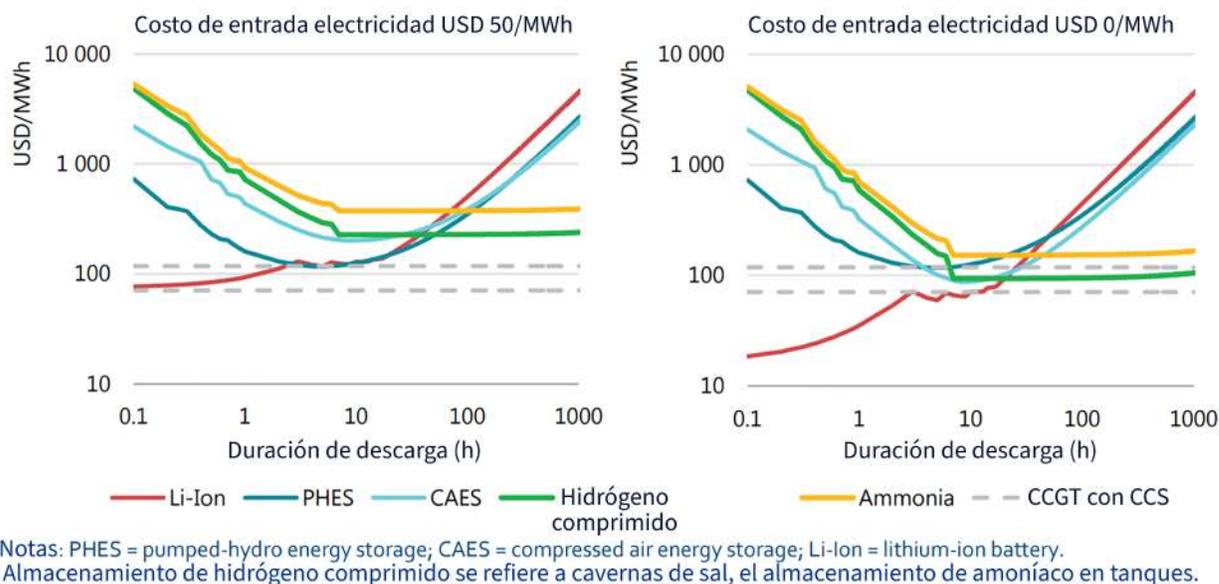


Fig. 2.34: Costos nivelados de almacenamiento en función de la duración de la descarga [18]

Desde la perspectiva del costo total del sistema de almacenamiento, una alta densidad volumétrica es más deseable que una alta densidad gravimétrica para el almacenamiento estacionario de hidrógeno a gran escala [88].

El almacenamiento densificado incluye gas comprimido (CGH_2) e hidrógeno líquido (LH_2), en el que las moléculas de hidrógeno no se unen física o químicamente con otros materiales. El hidrógeno gaseoso a gran escala se puede almacenar por encima o por debajo del nivel del suelo. La presión para el almacenamiento de gas hidrógeno por encima del suelo suele ser inferior a 100 bar, teniendo en cuenta el coste operativo y los requisitos de material del recipiente. El almacenamiento subterráneo de hidrógeno en pozos de petróleo agotados y cavernas de sal, con una presión de no más de 200 bar, es una práctica madura y bien establecida [88].

El almacenamiento de hidrógeno líquido no ha sido prominente para aplicaciones estacionarias a gran escala, aunque el almacenamiento criogénico a escala de muchos metros cúbicos de líquido es una tecnología bien establecida en la industria espacial. Una preocupación clave para el almacenamiento de hidrógeno líquido es el proceso de licuefacción intensivo en energía (10 kWh / kg aprox) y capital intensivo (40-50 % del gasto de capital (Capex) del sistema de almacenamiento de hidrógeno líquido). La pérdida por ebullición debido al flujo

de calor del exterior es otro problema para las plantas de hidrógeno líquido, aunque es menos preocupante cuando el proceso de licuefacción y el almacenamiento están cerca. Algunos remedios incluyen inyectar el gas de ebullición frío nuevamente en el proceso de licuefacción, usarlo en aplicaciones posteriores y usar contenedores con alto aislamiento y baja relación superficie / volumen. Aunque el hidrógeno licuado tiene los problemas anteriores, es la opción predominante para la exportación a gran escala de hidrógeno puro [88].

El hidrógeno se puede transportar o almacenar a través de vehículos circulares, como amoníaco y metanol. Sobre la base de moléculas de gas, los vehículos circulares en su estado rico en hidrógeno son líquidos o licuados en condiciones suaves y tienen propiedades deseables similares a las de los orgánicos líquidos. Se ha demostrado que los productos orgánicos líquidos y los transportadores circulares son prometedores para el almacenamiento y el transporte de hidrógeno a granel. Estos productos químicos se producen ampliamente, tienen una excelente compatibilidad con la infraestructura existente y pueden impulsarse para su entrega y distribución continuas [88].

la capacidad de almacenamiento de hidrógeno de los LOHC anteriores es significativamente menor que la del amoníaco y el metanol. Por otro lado, el proceso de (des) hidrogenación de los LOHC puede ocurrir a temperaturas más bajas en comparación con las últimas [88].

El metanol también se puede producir mediante hidrogenación de CO_2 con hidrógeno producido por electrólisis de agua y CO_2 capturado de los gases de combustión de plantas de energía a base de combustibles fósiles o sectores no energéticos, por ejemplo, plantas de cemento. Sin embargo, la captura de CO_2 es intensiva en capital y energía y obstaculiza la eficiencia general de la planta. La síntesis de metanol es exotérmica. Por lo tanto, no requiere ningún aporte de calor externo; por lo tanto, la energía térmica durante el proceso de síntesis se puede utilizar para capturar CO_2 , lo que ayuda a aumentar la eficiencia general. Cabe señalar que después de la síntesis, destilación o purificación del metanol se basa únicamente en la demanda del usuario final; por ejemplo, la corriente de metanol ($CH_3OH + H_2O$) se puede almacenar tal cual para producir hidrógeno mediante reformado con vapor. Por lo tanto, puede ayudar a ahorrar en costos de capital y consumo de energía para el proceso de destilación [88].

Además, si queremos almacenar hidrógeno verde como metanol, es imperativo sintetizar metanol en el sitio de generación de hidrógeno; por lo tanto, la captura de CO_2 en el sitio podría ser una posible alternativa. El CO_2 comprado en una planta de captura y almacenamiento de carbono (CCS) (fuera del sitio) podría ser una opción posible. Sin embargo, necesita purificación, incurre en costos de compra y altos costos de transporte, costos de almacenamiento en el sitio, costos periféricos de un sistema de almacenamiento de CO_2 , etc., lo que aumenta sustancialmente el costo total. La captura de CO_2 de la atmósfera, comúnmente

conocida como captura directa de aire (DAC), podría ser otra posible opción para capturar CO_2 en el sitio, aunque actualmente requiere mucho capital y energía [88].

La disociación del metanol es un proceso endotérmico y catalítico; Normalmente, se producen alrededor de 9 a 12 toneladas de CO_2 para extraer 1 tonelada de hidrógeno mediante reformado con vapor. Por tanto, la gestión térmica dinámica y la CCU son requisitos previos para extraer el hidrógeno del metanol y evitar las emisiones de CO_2 . Además, el CO_2 capturado se puede utilizar durante el proceso de síntesis, aunque esto puede suponer un coste y un uso de energía adicionales. Hasta ahora, no se ha implementado extracción de hidrógeno a partir de metanol en plantas de metanol mediante la integración de la unidad de captura de carbono y el almacenamiento porque la mayor parte del metanol se usa tal cual para el sector del transporte o se transforma en sus derivados como formaldehído o dimetiléter. Por lo tanto, es imperativo contar con un análisis tecnoeconómico sólido para comprender la viabilidad y la eficiencia de ida y vuelta de convertir metanol en hidrógeno, reciclar CO_2 y otros derivados [88].

Para el almacenamiento de hidrógeno a gran escala, las siguientes opciones tecnológicas, todas para hidrógeno comprimido, pueden desempeñar un papel en el futuro: 1. almacenamiento subterráneo de hidrógeno (favorablemente en formaciones de sal), 2. almacenamiento de hidrógeno en tuberías enterradas (de acero), e 3. hidrógeno almacenado en tanques de almacenamiento esféricos o cilíndricos sobre el suelo (de acero) [98].

Los tres conceptos se pueden caracterizar por parámetros técnicos, económicos, operativos y de ubicación, que los hacen aplicables a diferentes entornos. Los conceptos son principalmente diferentes y se han aplicado anteriormente (grandes cilindros o esferas) o se han propuesto para su realización en base a la experiencia acumulada en la operación con otros gases, principalmente gas natural (cavernas, tuberías enterradas) [98].

2.11.2. Tanques de hidrógeno presurizados

Los tanques presurizados son probablemente el principal medio de almacenamiento de hidrógeno. Se adaptan bien a aplicaciones de pequeña a mediana escala, son seguras gracias a años de experiencia, eficientes y asequibles, siempre que la tasa de ciclado sea alta. El almacenamiento subterráneo en cavernas de sal artificiales permite velocidades de ciclo más bajas y es la opción más competitiva para el almacenamiento a gran escala. Sin embargo, parece poco probable que el almacenamiento de hidrógeno masivos sea necesario en un futuro próximo y podría verse afectado por una disponibilidad geológica limitada [13].

El hidrógeno licuado es, en muchos sentidos, inadecuado para aplicaciones de almacenamiento estacionario. La gran inversión requerida para las instalaciones criogénicas y el uso intensivo de energía en la licuefacción están limitando la tecnología. Sin embargo, dado que el almacenamiento de hidrógeno licuado se beneficia de las economías de escala, proporciona

hidrógeno extremadamente puro y evita la necesidad de un compresor en las estaciones de servicio de hidrógeno, podría desempeñar un papel importante en el transporte criogénico a larga distancia de grandes cantidades de hidrógeno a las estaciones de servicio [13].

Los tanques presurizados necesitan una alta tasa de ciclos operativos para ser económicamente viables. Si el tiempo de almacenamiento, en relación con la potencia nominal, aumenta más allá de los días de alimentación, los costos de capital de los recipientes y compresores se convierten en un inconveniente para esta tecnología. Algunas aplicaciones de nicho pueden requerir almacenamiento en unos pocos tanques presurizados durante períodos más prolongados [13].

Para aumentar su densidad energética, el hidrógeno producido a partir de la electrólisis se puede descomponer y almacenar en recipientes presurizados, principalmente tanques, pero también botellas. En general, los tanques presurizados operan a presiones que oscilan entre 200 y 700 bar. Cuanto mayor sea la presión, mayor será el costo. Por lo tanto, optimizar la presión de almacenamiento es esencial y está determinada por las limitaciones volumétricas del contenedor de almacenamiento. El almacenamiento y transporte de tanques estacionarios en remolques tubulares generalmente requieren presiones de no más de 200 bar, aunque algunas tecnologías de almacenamiento y transporte pueden operar a presiones de hasta 1000 y 500 bar respectivamente. La aplicación de uso final que requiere la mayor presión es la movilidad, generalmente entre 350 y 700 bar [13].

Los tanques presurizados no están sujetos a autodescarga (es decir, fugas) y, por lo tanto, pueden albergar un almacenamiento a largo plazo. En la práctica, su costo se minimiza cuando se operan con altas velocidades de ciclo, es decir, una pequeña capacidad de energía en relación con la potencia nominal del compresor utilizado para la carga. Una mayor duración de almacenamiento (es decir, una tasa de ciclo más baja) implica que los costos de capital más altos (inversión en recipientes de almacenamiento y compresores) deben amortizarse mientras se entrega menos energía. En otras palabras, cuanto mayor sea la tasa de ciclismo, menor será el costo. Los recipientes presurizados no son un área de interés importante para la I + D en aplicaciones estacionarias, ya que ya están maduros. Sin embargo, las aplicaciones estacionarias podrían beneficiarse de la I + D que se lleva a cabo en el almacenamiento a bordo. El enfoque está en desarrollar nuevos materiales y permite reducir el peso y permitir presiones más altas sin aumentar los costos de capital y potencialmente reducirlos (todas las demás cosas: vida útil, eficiencia, seguridad, siendo iguales) [13].

Las opciones maduras para el almacenamiento de hidrógeno en recipientes comprenden tanques presurizados y criogénicos, que proporcionan capacidades de almacenamiento de hidrógeno de entre 100 kilovatios hora (kWh) (tanques presurizados) y 100 GWh (almacenamiento criogénico). Mientras que los tanques presurizados tienen altos costos debido a su densidad de energía limitada, los tanques criogénicos proporcionan un tiempo de almacena-

miento limitado debido a las pérdidas de la corriente de ebullición, necesarias para mantener niveles de presión aceptables. Una solución intermedia entre el almacenamiento de hidrógeno presurizado y criogénico es el hidrógeno criocomprimido. En este caso, se llena el tanque de hidrógeno licuado, pero los niveles de presión hasta que el hidrógeno necesita quemarse son mucho más altos (hasta 350 bar) en comparación con el almacenamiento criogénico (alrededor de 20 a 40 bar). Esto permite que el hidrógeno criocomprimido se almacene durante períodos de tiempo más prolongados [37].

Si bien el almacenamiento de hidrógeno de tamaño mediano utilizando recipientes de acero presurizado es una tecnología madura, otras opciones de almacenamiento de hidrógeno a pequeña y gran escala aún necesitan un mayor desarrollo. En el caso del almacenamiento de hidrógeno a bordo para FCEV, es probable que los tanques de alta presión de 700 bar sean un factor de costo importante en el futuro. A diferencia de la pila de pilas de combustible, los costos del tanque están dominados por los costos de material en lugar de los costos de fabricación [37].

Tradicionalmente, el hidrógeno se ha almacenado como gas comprimido o líquido. Cuando la demanda de hidrógeno es baja, el hidrógeno puede almacenarse en recipientes estacionarios a bajas presiones (alrededor de 50 bar), o paletas multicilindro y tubos de presión para presiones medias y altas (200 a incluso 700 bar) [93].

Los portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC) son líquidos que pueden hidrogenarse y deshidrogenarse de forma reversible. Durante la deshidrogenación, se libera hidrógeno como único producto y el líquido portador volverá a su estado original listo para ser hidrogenado nuevamente. El paso de hidrogenación es exotérmico (lo que significa que se libera calor en la reacción) y generalmente se lleva a cabo a temperaturas elevadas (100–240 °C) y presiones (10–50 bar) con la presencia de catalizadores. A continuación, se requiere la misma cantidad de calor en la etapa de deshidrogenación endotérmica para liberar hidrógeno. La deshidrogenación catalítica se lleva a cabo típicamente a 150–400 °C y presiones por debajo de 10 bar. Una de las ventajas de los conceptos de LOHC es que los LOHC son compatibles con la infraestructura de combustible existente. Además, no hay pérdida de hidrógeno incluso en el almacenamiento a largo plazo o cuando se transporta al extranjero en condiciones normales [93].

Históricamente, el hidrógeno licuado se ha relacionado con aplicaciones aeroespaciales. Esta es una de las razones por las que los mayores tanques de almacenamiento de licuados a nivel mundial se encuentran en las instalaciones de agencias aeroespaciales como NASA y JAXA (270 toneladas para la NASA y 38 toneladas para JAXA). En el marco del proyecto Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) Kawasaki Heavy Industries Ltd. está construyendo dos tanques capaces de almacenar 87,5 toneladas de hidrógeno cada uno. un buque cisterna para el transporte de hidrógeno licuado de Australia a Japón. Han logrado un aislamiento

térmico de $0,01 \text{ W} / \text{mK}$. En el caso de los tanques de la NASA, las tasas de evaporación son del orden del $0,05\%$ del volumen total del tanque, por día. Linde reporta una mayor tasa de evaporación en sus tanques ($< 0.1-0.3\%$ / día), sin embargo, estos tanques tienen menor capacidad (20-145 toneladas de LH_2) que los instalados por la NASA. La tasa de evaporación también depende de la geometría del recipiente. Las formas esféricas tienen una tasa de evaporación más baja, debido a la relación volumen-superficie más favorable [64].

En un escenario con alta demanda de hidrógeno, se espera que un solo tanque de almacenamiento licuado tenga que contener del orden de 3000 toneladas de hidrógeno [64].

Una de las principales preocupaciones en el almacenamiento de hidrógeno líquido es minimizar las pérdidas de hidrógeno por ebullición del líquido. Debido a que el hidrógeno líquido se almacena como un líquido criogénico que se encuentra en su punto de ebullición, cualquier transferencia de calor al líquido hace que se evapore algo de hidrógeno. La fuente de este calor puede ser conversión orto a para, mezcla o bombeo de energía, calefacción radiante, calefacción por convección o calefacción por conducción. Cualquier evaporación resultará en una pérdida neta en la eficiencia del sistema, porque se trabajó en licuar el hidrógeno, pero habrá una pérdida aún mayor si el hidrógeno se libera a la atmósfera en lugar de recuperarse [86].

A medida que aumenta el diámetro del tanque, el volumen aumenta más rápido que el área de la superficie, por lo que un tanque grande tendrá proporcionalmente menos área de transferencia de calor que un tanque pequeño, lo que reduce la ebullición. A veces se utilizan tanques cilíndricos porque son más fáciles y baratos de construir que los tanques esféricos y su relación volumen-área de superficie es casi la misma [86].

Incluso con un aislamiento cuidadoso, algo de hidrógeno se evaporará. Este gas de hidrógeno se puede ventilar, dejar que acumule presión en el recipiente o capturarlo y devolverlo al proceso de licuefacción. Si el hidrógeno líquido se almacena en un recipiente a presión, se puede dejar que el gas se acumule gradualmente hasta que alcance la presión de diseño, luego se debe ventilar parte del gas. El tiempo que tarda la presión del gas en alcanzar el límite de presión se denomina tiempo de bloqueo. Para los procesos que utilizan hidrógeno gaseoso, si el tiempo de almacenamiento es más corto que el tiempo de bloqueo, no se producirán pérdidas de hidrógeno; los gases producidos pueden extraerse primero y utilizarse en el proceso en lugar de ventilarse a la atmósfera [86].

Otra opción si el hidrógeno se almacena en el mismo sitio donde se licua es sacar el gas de hidrógeno del recipiente de hidrógeno líquido y volver a licuarlo. De esta forma no se pierde hidrógeno y, debido a que el gas hidrógeno todavía está frío, es más fácil de comprimir. Si no se puede recuperar el hidrógeno, se puede ventilar. La ventilación del hidrógeno a la atmósfera presenta un pequeño riesgo de seguridad porque se difundirá rápidamente en el aire [86].

El principal problema del almacenamiento de gas comprimido es la baja densidad de almacenamiento, que depende de la presión de almacenamiento. Las presiones de almacenamiento más altas dan como resultado mayores costos de capital y operativos [86].

El hidrógeno también se puede almacenar a presiones más altas utilizando compresores adicionales. Se prefiere una alta compresión para aplicaciones donde el volumen es escaso, como en el sector de la movilidad. Al ser más caro, este estudio se centra en almacenamientos de media presión, es decir, hasta 30 bar. Estos reservorios están altamente estandarizados. Según ofertas internas de los fabricantes, los precios varían entre 375 € / kg (50bar; 33 € / m³) y 490 € / kg (200bar; 44 € / m³). Van Leeuwen y Mulder citan un rango de costes de 20 a 100 € / m³, sin indicación de la presión máxima de funcionamiento. No se han establecido restricciones operativas para el funcionamiento dinámico de los almacenes, es decir, las tareas de carga y descarga se completan de forma instantánea y completa. Se consideró factible un rango entre 100 kg y 3000 kg [99].

En el caso del gas hidrógeno, se comprime y almacena a baja presión (hasta 45 bar), a media presión (hasta 500 bar) o a alta presión (hasta 1.000 bar o incluso más) en depósitos de almacenamiento de hidrógeno. Para los rangos de presión media y alta, existe un gradiente de temperatura dentro del recipiente debido al calor de compresión y es posible que sea necesario enfriar el hidrógeno para evitar la falla de los materiales de los recipientes. Esto se observa típicamente en las estaciones de servicio de hidrógeno para automóviles con pilas de combustible de hidrógeno. Para el almacenamiento de hidrógeno en las estaciones de servicio, se utilizan muchos tanques de baja presión que funcionan a temperatura ambiente. El hidrógeno almacenado como tal se comprime luego a alta presión y se almacena en tanques. Este hidrógeno presurizado se utiliza para repostar a temperaturas más frías para alcanzar los niveles de presión deseados. Los recipientes presurizados o tanques de hidrógeno suelen estar hechos de acero sin costura o envoltura compuesta con revestimientos de acero o polímero (plástico). Los materiales de los tanques de hidrógeno se seleccionan de acuerdo con la aplicación, la complejidad del tanque y el costo. El costo generalmente aumenta en proporción a la presión de trabajo nominal [100].

En resumen, cada medio de almacenamiento de hidrógeno tiene sus propias ventajas y desventajas, dependiendo de la aplicación a la que se destine el hidrógeno almacenado. En este sentido, los tanques presurizados se utilizan para el transporte móvil de hidrógeno y a pequeña escala. Las ventajas de esta tecnología son la alta tasa de descarga y eficiencias del orden del 99 %, lo que la convierte en un candidato adecuado para el almacenamiento de hidrógeno a pequeña escala con el fin de obtener una materia prima fácilmente disponible [100].

El almacenamiento de hidrógeno presurizado es el único método de almacenamiento que se utiliza actualmente a una escala significativa en todo el mundo. La tecnología y los

materiales de los recipientes de hidrógeno han experimentado mejoras a medida que crece la demanda de almacenamiento de hidrógeno. Sin embargo, el almacenamiento de hidrógeno en tanques presurizados es un medio de almacenamiento a pequeña y mediana escala. Debido a las limitaciones con respecto a las propiedades del material y los costos operativos, el almacenamiento a gran escala en términos volumétricos en tanques presurizados que superen los 200 bar a temperatura ambiente no es factible, ya que no se pueden lograr las densidades volumétricas deseadas para un almacenamiento a gran escala. No obstante, existen tecnologías en desarrollo que permiten un almacenamiento de hidrógeno presurizado a gran escala de hasta 40 g / L, pero siendo la excepción y no la regla de la industria, no fueron examinadas en este informe. Para el almacenamiento de hidrógeno presurizado a pequeña y mediana escala, existen muchas tecnologías diferentes de tanques presurizados que se utilizan para diferentes propósitos y aplicaciones [100].

El propósito de un tanque de hidrógeno de baja, media o alta presión es poder almacenar tanto hidrógeno en su interior como el volumen que contiene el hidrógeno como sea posible. Hay tres problemas principales al intentar comprimir y almacenar hidrógeno en un tanque. En primer lugar, la principal preocupación es la integridad de los materiales cuando se someten a altas presiones y temperaturas. Los tanques de presión deben soportar presiones de 50 bar a 1000 bar para el almacenamiento de hidrógeno, durante muchos ciclos en los que se llenan y se vacían. Como resultado, se utilizan diferentes materiales para soportar el tanque y aumentar su resistencia mecánica. Además, debido al calor de compresión, aumenta la temperatura mientras se comprime el hidrógeno dentro del tanque. Esto hace que el material del tanque se caliente de adentro hacia afuera y se dañe críticamente si la temperatura excede ciertos niveles. Por esta razón, el hidrógeno se enfría previamente en sistemas que utilizan almacenamiento de hidrógeno a alta presión como en la industria automotriz y en estaciones de abastecimiento de hidrógeno. El hidrógeno se enfría antes de la compresión con dos métodos: compresión fría o compresión criogénica. Para la criocompresión, se ha informado de una temperatura del orden de 50 K, mientras que para la compresión enfriada se utiliza una temperatura de aproximadamente 288 K. El enfriamiento y la criocompresión se utilizan para realizar una compresión volumétrica rápida y alta para fines automotrices. Por lo tanto, para el almacenamiento de hidrógeno a temperatura ambiente (temperatura sin preenfriamiento de hidrógeno), como se mencionó anteriormente, se usa una presión máxima de 200 bar. En segundo lugar, el caso de la fragilización por hidrógeno causa problemas. La fragilización por hidrógeno es el proceso en el que los metales como el acero reaccionan con el hidrógeno, haciéndolos quebradizos y susceptibles al agrietamiento. Esto se observa comúnmente en tanques con revestimientos metálicos y menos en los que tienen revestimientos de polímero. La fragilización por hidrógeno ocurre durante largos períodos de tiempo y suele ser uno de los principales factores que determina la vida útil del tanque por parte

del fabricante. En tercer lugar, el fenómeno llamado permeación de hidrógeno puede causar problemas. La permeación de hidrógeno ocurre cuando las moléculas de hidrógeno, debido a su pequeño tamaño, tienden a atravesar las paredes o intersticios de un contenedor hasta su tubería o material de interfaz y, en el caso de tanques presurizados, esto da como resultado una caída de presión dentro del tanque, así como una disminución de la masa y, por tanto, del estado de carga del hidrógeno almacenado en el tanque. Este es un problema más común para materiales como polímeros y menos común para materiales metálicos [100].

Para superar los desafíos del almacenamiento de hidrógeno presurizado, se eligen diferentes materiales para diferentes propósitos. Los tanques de hidrógeno a presión se dividen en 4 tipos según los materiales que utilizan: Tipo I, II, III y IV. Tipo I: Estos tipos de tanques son tanques de acero o aluminio sin costura. Son voluminosos y pesados con paredes gruesas. Están diseñados para presiones de hasta 250 bar y son resistentes a la permeación por hidrógeno pero no a la fragilización por hidrógeno. Se utilizan comúnmente como una solución económica para aplicaciones estacionarias. Tipo II: este tipo de tanques son tanques metálicos (aluminio) sin costura con devanados de filamentos como fibra de vidrio / aramida o fibra de carbono alrededor del cilindro metálico. También son pesados y están diseñados para presiones de 450 a 800 bar. Son competitivos en cuanto a costos debido a la cantidad relativamente baja de fibras utilizadas para el envoltorio. Tipo III: estos tipos de tanques están hechos de revestimientos de aluminio soldados o sin costura completamente envueltos con compuesto de resina de fibra. Son más livianos y tienen paredes más delgadas en comparación con los tanques Tipo I y II. Sus materiales también son menos susceptibles a la fragilización por hidrógeno y están diseñados para presiones de 300 a 700 bar. Son más caras debido a la gran cantidad de fibras utilizadas para la envoltura. Tipo IV: este tipo de tanques son lo último en tecnología cuando se trata de tanques de hidrógeno de alta presión y están hechos completamente de fibra de carbono con un revestimiento de polímero (termoplástico). La envoltura de fibra de carbono proporciona suficiente resistencia para soportar presiones de hasta 1000 bar, mientras que el revestimiento termoplástico actúa como una barrera de permeación, sin embargo, es menos resistente a la permeación que el acero o el aluminio. Son los tanques más livianos y costosos en la actualidad y se utilizan (junto con los tanques de Tipo III) principalmente en la industria automotriz para el almacenamiento a corto plazo [100].

En general, las empresas de fabricación de tanques presurizados están invirtiendo en la optimización de sus productos para lograr recipientes de hidrógeno gaseoso de alta presión de transporte a granel livianos y de bajo costo. Esto se hace principalmente mejorando la durabilidad de los componentes en contacto con hidrógeno a alta presión al tiempo que se garantiza la seguridad operativa. Sin embargo, debido a la naturaleza de este método de almacenamiento físico, no se prevén mejoras radicales para el futuro a corto plazo, ya que

dependen principalmente de los materiales utilizados, que se mantienen inalterados durante muchos años [100].

Considerando el almacenamiento de hidrógeno presurizado como un sistema, actualmente se está investigando la fabricación de compresores de hidrógeno especializados para optimizar las características de compresión y aumentar el caudal másico de hidrógeno [100].

En cuanto al rendimiento (capacidad de almacenamiento), no se prevé que los tanques de Tipo I que se utilizaron en el sistema definido en la sección “Componentes en sistemas de almacenamiento de tanques presurizados” tengan una mejora significativa, si es que alguna, de rendimiento a lo largo de los años. Esto se debe a que su capacidad de almacenar hidrógeno es directamente proporcional a sus límites de presión, que solo se mejoran al agregar más material (acero) para que resistan presiones más altas. Para los tanques de Tipo II y III, la situación es similar, pero tienen más potencial de mejora en el rendimiento con la mejora en la durabilidad de algunos materiales compuestos. Los tanques de tipo IV tienen el mayor potencial de rendimiento, ya que el Departamento de Energía de EE. UU. (DOE) ha establecido metas para mejorar la capacidad de almacenamiento en el futuro para ayudar con la comercialización de vehículos de celda de combustible. En cuanto al costo de los tanques en sí, depende en gran medida de la ampliación de la industria de almacenamiento de hidrógeno. Para tanques Tipo I donde la única variable de su costo es la cantidad de acero utilizado y su desarrollo de costos en los próximos años. Las proyecciones de la industria del hidrógeno establecen que los costos de los tanques de Tipo I pueden caer a la mitad del precio actual para 2050. El resto de los tipos de tanques seguirán una tendencia similar según su área de implementación en la industria de almacenamiento de hidrógeno con Tipo IV para tener reducciones significativas de costos debido a su creciente demanda de la industria automotriz [100].

Se prevé que los compresores utilizados en el sistema de almacenamiento tengan un rendimiento tecnológico significativo, tal vez incluso cambien por completo la tecnología existente. Se prevé que la tecnología de compresores actual aumente su rendimiento en un 20 % durante los próximos 30 años, como estimación. Sin embargo, los costos de los compresores para el almacenamiento de hidrógeno comprimido, dependiendo del crecimiento de la industria, pueden reducirse a la mitad o incluso a una cuarta parte de los costos actuales [100].

2.11.3. Tanques de hidrógeno criogénicos

Los tanques o recipientes de almacenamiento de LH_2 generalmente tienen un diseño de doble casco, con un vacío entre el contenedor interior y exterior. Para regular un aumento de presión causado por la evaporación de hidrógeno en el recipiente interior, se deben liberar pequeñas cantidades de gas (evaporación). Los sistemas modernos están optimizados para

que la evaporación ya no provoque pérdidas sustanciales [84].

La duración del almacenamiento puede limitarse mediante ebullición. Los tanques criogénicos se calientan lentamente, lo que da como resultado una tasa de ebullición típica de 0,1-0,5% por día. Se debe permitir una fuga lenta por razones de seguridad (para evitar que el recipiente criogénico se sobrepresurice cuando se recalienta a temperatura ambiente). Sin embargo, las fugas lentas pueden limitarse o eliminarse mediante sistemas de superaislamiento que capturan automáticamente el gas de ebullición (por ejemplo, a través de hidruros) y vuelven a licuar el combustible. Por lo tanto, debido a los altos costos de inversión y las pérdidas de energía, es poco probable que el hidrógeno líquido juegue un papel significativo en el almacenamiento de hidrógeno estacionario. Puede ser útil considerar en el contexto del transporte criogénico si se trata de grandes cantidades transportadas a largas distancias y a numerosos lugares o donde no hay tuberías [13].

El hidrógeno debe permanecer por debajo de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ para permanecer en estado líquido. Por esta razón, los tanques de hidrógeno licuado deben estar bien aislados para reducir al mínimo las pérdidas de calor. Son de doble casco, con un vacío creado entre las paredes interior y exterior. A continuación, este vacío se llena con un material aislante térmico (por ejemplo, perlita). La pared interna del tanque está hecha de acero inoxidable austenítico. El diseño de la estructura de soporte entre la pared exterior e interior es fundamental para reducir la entrada de calor. A pesar del aislamiento térmico, una pequeña cantidad de hidrógeno se evapora debido a la entrada de calor, por lo que los tanques de hidrógeno licuado deben incorporar un sistema para liberar el gas de ebullición para evitar la acumulación de presión interna del tanque [64].

2.11.4. Cavernas de sal

La geología de las cavernas subterráneas permite ciclos mucho más largos, porque el costo de capital del reservorio por unidad de energía es generalmente insignificante para el almacenamiento a escala de GWh. Esas vastas cavernas suelen ser lo suficientemente grandes como para cargarlas hasta en un 7% al día y descargarlas en un 10% al día, lo que equivale a una velocidad de ciclo mínima de 25 días aproximadamente. Una tasa de ciclo más corta podría ser difícil de lograr (se necesitarían varios pozos, lo que podría conducir a la inestabilidad geológica), o requeriría cavernas más pequeñas cuya viabilidad económica aún no ha sido probada [13].

Estas limitaciones dejan una brecha potencial entre los tanques presurizados y el almacenamiento subterráneo para las tarifas de ciclo entre días y una semana, lo que podría representar una oportunidad para otras formas de transporte [13].

Al igual que el gas natural, el hidrógeno se puede almacenar bajo tierra en varios tipos de formación geológica: acuíferos profundos, depósitos de petróleo y gas agotados y

depósitos de sal geológica. Sin embargo, hasta ahora, el hidrógeno solo se ha almacenado con éxito en depósitos de sal gema. El almacenamiento subterráneo se basa en la compresión y descompresión del gas entre una presión mínima y una máxima, ambas derivadas de la presión inicial de formación en la caverna. La capacidad energética bruta de la caverna está determinada por la presión máxima de la caverna. La capacidad de energía neta es menor debido a la cantidad de gas colchón necesaria para mantener la presión mínima en la caverna. es decir, gas que no es para uso y debe permanecer en la caverna. La potencia nominal máxima para la carga está limitada por la tasa de inyección del pozo y los cuellos de botella en las instalaciones de superficie. La potencia máxima de descarga está limitada por la tasa de despresurización máxima admisible de la caverna (factor geológico): una regla empírica de 10 bar de despresurización por día da aproximadamente un 10 % de la capacidad de descarga por día [13].

Los costos de almacenamiento subterráneo abarcan tanto las instalaciones sobretierra como subterráneas. En la superficie, se utiliza un compresor para inyectar hidrógeno en la caverna y reducir la presión al descargar para que coincida con los requisitos de la tubería. A veces se necesita un secador para secar el gas, que puede saturarse con vapor de agua de los residuos de salmuera en la caverna. Los costos subterráneos incluyen el modelado del yacimiento, la parrilla, la tubería y el revestimiento del pozo de inyección, la cementación del pozo y la instalación de válvulas de seguridad. Las cavernas de sal generalmente deben crearse bombeando agua dulce o de baja salinidad en un domo de sal, creando una gran cantidad de salmuera para su eliminación. A pesar de necesitar una inversión inicial sustancial, el almacenamiento subterráneo es la opción preferida para aplicaciones a largo plazo a gran escala. Permite una capacidad de almacenamiento de energía inigualable, requiere niveles de compresión relativamente bajos (entre 20 y 200 bar, dependiendo de la profundidad de la caverna, típicamente alrededor de 100) y requiere una inversión inicial menor por unidad de capacidad de almacenamiento de energía. El principal problema del almacenamiento subterráneo es la localización de emplazamientos geológicos adecuados [13].

Los depósitos de sal son el único tipo de formación geológica que se ha utilizado con éxito para almacenar hidrógeno bajo tierra hasta la fecha. La sal mantiene la caverna extremadamente hermética a los gases y no reacciona con el hidrógeno. Esto elimina el riesgo, común a todos los proyectos de almacenamiento subterráneo de hidrógeno, de que el gas reaccione con los minerales y microorganismos del huésped y provoque fugas o bloqueos en los depósitos [13].

Dado que estas cavernas están hechas por el hombre, su tamaño se puede personalizar en gran medida. aunque limitado por las dimensiones de la formación de sal (principalmente sal en lecho o domo de sal). Las cavernas se pueden crear a profundidades que oscilan entre 500 y 2500 m, en comparación con los 600-1300 m en el caso del almacenamiento de energía

de aire comprimido. Pueden alcanzar 500 m de altura y 50-100 m de diámetro, dependiendo del tipo de formación de sal. Las cavernas de sal permiten tasas de inyección y extracción más altas que las formaciones naturales (reservorios de petróleo y gas agotados y acuíferos profundos) y requieren proporciones más bajas de gas colchón. Como resultado, las tasas de ciclismo son más altas. Sin embargo, la escasez de depósitos de sal adecuados es un obstáculo importante para el uso generalizado. Las formaciones de sal están distribuidas de manera desigual en todo el mundo y no están necesariamente ubicadas donde se necesita almacenamiento de electricidad intermitente a gran escala. Además, no todas las formaciones de sal son adecuadas para el almacenamiento de hidrógeno [13].

La caverna de sal se construye mediante un proceso de lixiviación donde se disuelve sal de roca con agua inyectada y se extrae la salmuera generada. Esta salmuera debe eliminarse de forma respetuosa con el medio ambiente. Una vez construida la caverna, el gas se inyecta a través de un sistema de tuberías sostenido por un compresor instalado en la superficie del pozo. Una válvula de seguridad y un empaquetador a base de caucho (para asegurar la estanqueidad entre la tubería y la carcasa) también forman parte del equipo. Además, se necesita un sistema de secado de gas para eliminar la humedad proveniente de la salmuera restante ubicada en el fondo de la caverna. La caverna está llena de hidrógeno, pero una parte de este hidrógeno debe permanecer en la caverna para asegurar su estabilidad mecánica (gas colchón). La cantidad de gas colchón dependerá de la geometría de la caverna, pero es del orden de un tercio de la cantidad total de gas almacenado. En algunos casos, este gas de colchón podría reducirse a cero cuando la caverna funciona a presión constante [64].

La eficiencia de almacenamiento se calcula considerando el trabajo del compresor para inyectar y recuperar el hidrógeno en el reservorio, la energía necesaria para el acondicionamiento del hidrógeno (sistema de secado de gas), las fugas de hidrógeno del compresor y reservorio y el gas colchón restante, que no será disponible. Idealmente, el gas colchón podría recuperarse al final de la vida útil del depósito y, en el caso de las cavernas de sal, las tasas de fuga son muy pequeñas, por lo que, en aras de la simplicidad, ambos factores pueden descartarse en los cálculos. El trabajo de compresión está directamente relacionado con la diferencia de presión entre la entrada y la salida del compresor [64].

Las enormes cavidades abiertas que representan estas cavernas, con volúmenes desde unos 10.000 m³ hasta más de 1.000.000 m³ a presiones operativas de hasta 200 bar y más, son particularmente adecuadas para operaciones de gas flexibles con altas tasas de producción e inyección y ciclos de gas frecuentes. La proporción de gas colchón suele ser del 30 %. Debido a estas propiedades, las cavernas de sal son las más adecuadas para el futuro almacenamiento de hidrógeno a partir de energías renovables. La sal de roca no reacciona con el hidrógeno, una ventaja clave en comparación con los depósitos porosos. Sin embargo, el agua del sumidero de la caverna aumentará el contenido de vapor de agua del gas almacenado [98].

Las cavernas de sal permiten altas tasas de inyección y extracción; sin embargo, están limitados por el gradiente de presión-tiempo admisible p / t (valor máximo común: 10 bar / día). Sobrepasar este valor puede dañar la integridad de las paredes circundantes de la caverna debido al estrés termomecánico. Las simulaciones numéricas para una caverna de 500.000 m³ muestran caudales máxicos de hasta 11.000 kg / h [98].

Al comparar las opciones clave para el almacenamiento subterráneo de gas, resulta obvio, por muchas razones, que las cavernas de sal son la primera opción para almacenar energía eólica y solar con fuertes fluctuaciones. Las cavernas de sal son las más adecuadas para operaciones flexibles con altos gradientes de inyección / extracción de gas y cambios frecuentes. Además, la proporción de gas colchón es moderada en comparación con el almacenamiento en depósitos. Lo más importante es que no se esperan reacciones mineralógicas o microbiológicas. Una caverna de hidrógeno típica de 500.000 m³ puede almacenar aprox. 3733 toneladas (gas de trabajo). Esto corresponde a un contenido de energía de alrededor de 124 GWh con una entrada o salida de potencia máxima de aprox. 0,4 GW [98].

2.12. Usos finales

2.12.1. Re-electrificación con hidrógeno

Las pilas de combustible generan tanto electricidad como calor (subproducto). La producción y uso común de electricidad y calor también se conoce como cogeneración o calor y energía combinados (CHP). En algunos casos, solo interesa la generación de electricidad, especialmente en el caso de las unidades de energía de respaldo. A veces, también se ve un valor adicional relevante en el uso del calor del subproducto, p. en el sector residencial [84].

Todas las pilas de combustible pueden alcanzar una eficiencia muy superior al 40%. Las celdas de combustible de alta temperatura, como las PAFC, MCFC y SOFC, pueden utilizar gas natural suministrado a través de una tubería y evitar las necesidades de suministro y almacenamiento de hidrógeno. Los MCFC y SOFC, en particular, a menudo funcionan a temperaturas que oscilan entre 400 ° C y 600 ° C, necesitan un aislamiento grueso y un sistema complicado para el procesamiento del combustible, y tienen una gran masa térmica. Las celdas son adecuadas para 100 kW o más de operación continua para generación distribuida sin transitorios frecuentes o arranque / apagado. Actualmente, la escala de las celdas de combustible / hidrógeno para la integración de la red se centra más en las celdas de combustible estacionarias de energía principal (> 100 kW) que en las unidades de pequeña escala (< 20 kW) [101].

Los generadores de CI diesel se han utilizado ampliamente para energía portátil y de respaldo, y están disponibles comercialmente a bajo costo y tienen una serie de productos estándar para servir al mercado de energía de respaldo. Sin embargo, tienen varios problemas

de instalación y funcionamiento que impiden su amplia adopción para aplicaciones de energía de respaldo de torres de telefonía celular. Las agencias gubernamentales locales pueden limitar las instalaciones de generadores de CI debido a problemas de emisiones y ruido. Muchas antenas celulares están ubicadas en la parte superior de los edificios, donde los generadores de circuitos integrados a menudo no pueden obtener un permiso para la instalación. Otra opción, la batería de respaldo, es silenciosa y fácil de instalar. Sin embargo, la capacidad de la batería depende de la masa; Las baterías de alta capacidad son grandes y pesadas, por lo que podrían incurrir en limitaciones de peso / espacio en espacios reducidos y en azoteas. La opción de pila de combustible ofrece tiempos de funcionamiento continuos más prolongados a un costo menor que los sistemas de energía de batería. Las pilas de combustible tampoco necesitan recargarse y funcionan mejor en climas fríos que las baterías [101].

Los PEMFC también pueden aprovechar los incentivos de energía limpia, lo que reduce el costo de instalación y los hace más competitivos en cuanto a costos. Además, el largo tiempo de ejecución y las bajas emisiones en el sitio de PEMFC fomentan un mayor uso de estos recursos. Los generadores diésel, por ejemplo, solo pueden funcionar durante una parte limitada del año, lo que desalienta energéticamente su participación en la prestación de servicios adicionales a la red. Además, con un tiempo de ejecución prolongado, los PEMFC para energía de respaldo pueden proporcionar servicios de red cambiando la carga, al tiempo que garantizan que se cubra la carga crítica. Con el inversor y los controles adecuados, los sistemas de respaldo podrían brindar soporte a la red local. Debido a que las baterías tienen una capacidad de energía limitada, los propietarios están mucho menos interesados en especular con los ingresos adicionales de los servicios de la red a expensas de no tener suficiente energía durante un apagón [101].

Los sistemas de pilas de combustible pueden proporcionar una fuente confiable de energía de respaldo de emergencia, particularmente para operaciones de misión crítica como centros de datos y telecomunicaciones, donde la energía ininterrumpida es esencial para el funcionamiento. Los sistemas de pilas de combustible son utilizados por las empresas de telecomunicaciones para proporcionar energía de respaldo para estaciones base de telecomunicaciones, repetidores, torres de telefonía celular y otros sistemas electrónicos, particularmente aquellos que requieren suministro de energía de CC. Los sistemas de energía de respaldo de pila de combustible también pueden abordar los desafíos de la interrupción intermitente de la red, los cortes de energía y las interrupciones de la red debido a desastres naturales con un suministro de energía más limpio y confiable que los métodos tradicionales. Debido a su alta eficiencia, largos tiempos de funcionamiento, confiabilidad y disponibilidad de incentivos financieros, los sistemas de energía de respaldo son una buena aplicación para las celdas de combustible [101].

El sistema de energía de respaldo requiere horas de funcionamiento extendidas de 8 a

32 horas (8 horas en la resolución de la Comisión Federal de Comunicaciones), lo que limita el uso de baterías. Las pilas de combustible superan todos los inconvenientes técnicos de las baterías (duración) y los generadores de CI (emisiones, ruido); sin embargo, un obstáculo en el despliegue de energía de respaldo de pila de combustible es el costo. Los esfuerzos continuos para reducir el costo de la celda de combustible, optimizar la configuración del sistema y maximizar el rendimiento económico de la energía de respaldo de la celda de combustible pueden reducir aún más el costo del propietario. Esos esfuerzos incluyen medidas para reducir los costos operativos mediante el monitoreo remoto y para proporcionar servicios de red para aumentar los beneficios económicos del sistema de energía de respaldo [101].

Las pilas de combustible permiten la oxidación del combustible rico en hidrógeno y su conversión en energía útil sin quemarlo en una llama abierta [37].

Si se utiliza hidrógeno puro, el escape de las pilas de combustible es vapor de agua y, por tanto, tiene un impacto medioambiental local muy bajo. Sin embargo, si se utilizan combustibles de hidrocarburos, el uso de pilas de combustible para la generación de energía produce emisiones de CO_2 y, por lo tanto, solo puede conferir un beneficio climático si se opera con mayor eficiencia que los métodos de combustión alternativos. No obstante, la experiencia con pilas de combustible basadas en hidrocarburos tiene un alto valor para la innovación con bajas emisiones de carbono debido a la aplicabilidad de los avances tecnológicos a las pilas de combustible en general. Esto se debe en parte a que los combustibles de hidrocarburos a menudo se transforman en hidrógeno en un paso que precede a la pila de combustible y también a que algunos hidrocarburos pueden producirse mediante procesos con menos carbono en el futuro, p. Ej. metanol [37].

Al igual que los electrolizadores, las pilas de combustible están sujetas a un compromiso entre eficiencia y potencia. La eficiencia es máxima con cargas bajas y disminuye al aumentar la potencia de salida. En comparación con las tecnologías convencionales, las celdas de combustible pueden lograr su mayor eficiencia en ciclos transitorios, como en los automóviles de pasajeros [37].

Aunque las celdas de combustible experimentaron un desarrollo notable durante la última década, los altos costos de inversión y la vida útil relativamente limitada siguen siendo las mayores barreras para su aplicación más amplia. Los costos de inversión dependen en gran medida del costo de fabricación y podrían reducirse significativamente con economías de escala [37].

Se prevé que los costes de inversión para los sistemas de pila de combustible estacionarios disminuyan mucho más lentamente, principalmente debido al enfoque en una mayor eficiencia y una vida útil más prolongada [37].

Existen varias otras aplicaciones de nicho basadas en hidrógeno que se aplican actualmente en diferentes sectores. Estas aplicaciones comprenden montacargas con pilas de com-

bustible, sistemas de energía autónomos para aplicaciones estacionarias o portátiles fuera de la red y sistemas de energía ininterrumpida para energía de respaldo [37].

Los sistemas de celdas de combustible estacionarias en el rango de varios kilovatios a múltiples megavatios se utilizan para aplicaciones de energía remota y de respaldo. Se utilizan para suministrar, por ejemplo, torres de telecomunicaciones, equipos de redes o centros de datos con energía resistente y confiable. En estos casos, los sistemas de pilas de combustible a menudo reemplazan a los generadores diésel, lo que proporciona una vida útil más prolongada y un menor mantenimiento. En este mercado está representada toda la gama de tipos de pilas de combustible. Si bien los sistemas más pequeños en el rango de hasta varios kilovatios de electricidad de salida a menudo se basan en PEMFC, los sistemas más grandes hasta el rango de varios megavatios se basan principalmente en celdas de combustible de alta temperatura, como carbonato fundido (MC) u óxido sólido (SO). celdas de combustible. Muchos de los sistemas de celdas de combustible se basan en gas natural o hidrógeno como combustible primario, pero otros combustibles líquidos como metanol, etanol, gas licuado de petróleo (GLP) y diesel o queroseno, así como combustibles gaseosos como biogás, propano, butano y carbón. El gas de síntesis también se está utilizando [37].

El hidrógeno se puede volver a electrificar en un proceso electroquímico directo, utilizando pilas de combustible, pero también utilizando turbinas de combustión térmica convencionales. Estos procesos no compiten por las mismas aplicaciones: las pilas de combustible se adaptan mucho más a diseños descentralizados y priorizan la fiabilidad, la autonomía y el bajo mantenimiento; las turbinas son más adecuadas para proyectos centralizados a gran escala debido a las economías de escala. Ambas vías plantean solo problemas técnicos moderados [13].

Las pilas de combustible se han desarrollado durante mucho tiempo, impulsadas por la promesa de los vehículos eléctricos de pila de combustible. Ahora se encuentran en la fase inicial de comercialización, principalmente debido a la creciente popularidad de las aplicaciones estacionarias. Dado que la tecnología de las pilas de combustible y los electrolizadores es básicamente la misma, los problemas son similares: costes de fabricación y vida útil. Las pilas de combustible son generalmente un poco menos eficientes que los electrolizadores, pero técnicamente más maduras [13].

Los principales fabricantes de turbinas de gas se han fijado el objetivo de que las turbinas de gas alimentadas con hidrógeno estén disponibles comercialmente para 2030. Por lo tanto, el sistema de potencia a hidrógeno a potencia (PtH_2tP) se incluye en el modelo a partir de 2030 [83].

Las turbinas de combustión también se pueden usar para quemar hidrógeno, esencialmente un gas combustible. Las turbinas de hidrógeno puro permanecen en la fase de demostración inicial debido a la demanda limitada, pero solo plantearían usos técnicos moderados.

Sin embargo, la mayoría de los fabricantes de turbinas están centrando su atención en el uso de una mezcla de gas natural e hidrógeno en las centrales eléctricas existentes. Cuando la proporción de hidrógeno excede una cierta proporción de mezcla, surgen problemas de seguridad, rendimiento y medioambientales [13].

El proceso de conversión del hidrógeno en electricidad tiene un bajo nivel de eficiencia energética, que oscila entre el 30 % (para las pilas de combustible de baja temperatura) y el 60 % (para las mejores pilas de combustible de alta temperatura y turbinas de gas de ciclo combinado de su clase). En combinación con la penalización energética derivada del uso de electrolizadores y el almacenamiento de hidrógeno, estas pérdidas de reelectrificación dan como resultado una eficiencia de ida y vuelta que oscila entre el 20 % y, en el mejor de los casos, el 48 %, si la tecnología se desarrolla como se esperaba. Esto significa que, desde una perspectiva de eficiencia, el hidrógeno no será competitivo con las tecnologías alternativas de almacenamiento masivo [13].

Recuperar las pérdidas de calor de la reelectrificación es fundamental para mejorar la eficiencia energética del sistema. Las pérdidas de calor se pueden reciclar de 2 formas: para fines de calefacción, dentro de aplicaciones combinadas de calor y energía (CHP); o convertido en electricidad en centrales eléctricas de ciclo combinado. Dependiendo de la tecnología, el reciclaje de calor puede aumentar la eficiencia de la conversión de hidrógeno en electricidad hasta en un 60 % en el caso de centrales eléctricas de ciclo combinado, y hasta en un 80 % en el caso de combustible CHP de alta temperatura. células, incluido el calor producido. Sin embargo, los beneficios de la cogeneración son, en la práctica, muy dependientes de la correlación de las curvas de demanda de calor y energía, y de la presencia de una red de calefacción urbana o de la demanda local de calor de proceso [13].

La tecnología de pilas de combustible es extremadamente fiable porque carecen de piezas móviles. Las celdas de combustible podrían ser particularmente exitosas en aplicaciones donde la confiabilidad y un bajo requisito de mantenimiento son de gran valor, como energía de respaldo y auxiliar, y suministro de energía ininterrumpida. Se espera que uno de los mercados más prometedores sean las torres de telecomunicaciones sin conexión a la red en los países en desarrollo. En casos como estos, el principal competidor de las soluciones de hidrógeno serían los generadores diésel. Los sistemas de energía solar fotovoltaica o de turbinas eólicas que incorporan baterías para almacenamiento diurno y soluciones de almacenamiento de hidrógeno para suavizar las variaciones estacionales están cerca de la competitividad en algunos países. Esto ilustra el papel que pueden desempeñar los países emergentes en el desarrollo del almacenamiento de energía fuera de la red debido a la falta de redes heredadas [13].

El uso de hidrógeno electrolítico en turbinas de combustión debe considerarse dentro del concepto más amplio de energía a gas y como uno de los usos finales del gas. De hecho, es poco

probable que se necesiten turbinas de hidrógeno puro a medio plazo. Como consecuencia, el uso de hidrógeno en turbinas de combustión estará sujeto a los problemas comunes que se enfrentan en el uso de gas natural enriquecido con hidrógeno. Mezclar 1-5% por volumen no requeriría ningún cambio, pero proporciones más altas requerirían más I + D para mitigar los peligros potenciales (por ejemplo, retroceso de llama y sobrecalentamiento, fragilización que podría dañar la turbina) y limitar los impactos en la contaminación del aire local y las pérdidas de rendimiento [13].

El uso de pilas de combustible para propulsar vehículos eléctricos (FCEV) se ha considerado durante mucho tiempo una solución prometedora para la movilidad. Los FCEV se beneficiarían de las ventajas de los trenes de transmisión eléctricos (es decir, alta eficiencia y sin contaminación en el punto de uso), sin incurrir en sus inconvenientes (tiempo de repostaje, rango de kilometraje). Sin embargo, a pesar de un fuerte impulso en la década de 2000, los FCEV todavía están luchando por superar el despliegue del "valle de la muerte". Deben resolver tres desafíos principales: el almacenamiento de hidrógeno a bordo, la durabilidad y el alto costo de las celdas de combustible y la distribución de hidrógeno [13].

La principal ventaja de la cogeneración es la mayor eficiencia de combustible a electricidad a carga constante. El principal inconveniente es la falta de flexibilidad: la turbina de vapor solo se puede activar cuando la carga nominal se mantiene durante varias horas. El ciclo combinado y la cogeneración pueden combinarse y no existen barreras técnicas para aplicar estas tecnologías a las pilas de combustible de hidrógeno o turbinas [13].

Una celda de combustible de hidrógeno es un convertidor que genera electricidad y agua al combinar un combustible rico en hidrógeno con un agente oxidante, generalmente oxígeno. La reacción general es exotérmica. De manera similar a los electrolizadores, las celdas de combustible consisten en una pila de celdas individuales que están compuestas cada una de dos electrodos, una solución de electrolito y un cátodo. La solución de electrolito sólida o líquida permite una reacción al filtrar los iones que pueden pasar a través de ella. Se usa un catalizador para acelerar la reacción. A diferencia de las baterías, cuya producción de energía está limitada por la cantidad de energía potencial almacenada, las pilas de combustible dependen de una fuente externa de energía y, por lo tanto, funcionan siempre que se les suministre energía [13].

Un sistema de pila de combustible se conoce generalmente como una batería FC para sistemas móviles, o una planta FC para un sistema estacionario. El tipo de pila de combustible se refiere a la tecnología utilizada para la pila, diferenciada por la composición química del electrolito y agrupada según su temperatura de funcionamiento: PEM y FC alcalinas son pilas de combustible de baja temperatura. El ácido fosfórico, el carbonato fundido y el óxido sólido son pilas de combustible de alta temperatura [13].

En igualdad de condiciones, las celdas de combustible capaces de funcionar a densidades

de corriente más altas son más baratas de fabricar por kW, ya que el área de superficie de la celda es menor para la misma capacidad de salida nominal. Pero, en la práctica, la construcción de componentes significa que las altas densidades de corriente también ejercen más presión sobre las celdas y necesitan materiales más costosos para evitar pérdidas en el rendimiento nominal. Las pilas de combustible de alta temperatura son más eficientes que las de baja temperatura. Como resultado, las celdas de alta temperatura se adaptan mejor a la generación combinada de calor y energía. La presión del sistema es el único factor controlable externamente que puede aumentar el rendimiento del sistema. Pero la presurización implica costos, peso y el espacio ocupado por el equipo de compresión, además de costos adicionales para permitir que los componentes de la celda de combustible soporten presiones más altas. Por tanto, existe un pequeño margen de maniobra en el funcionamiento de una pila de combustible instalada. La mayoría de los parámetros (temperatura, corriente nominal y presiones accesibles) se establecen según las especificaciones del fabricante. La tasa de consumo de hidrógeno no está dictada por la cantidad suministrada a la celda: el operador modulará principalmente la carga de la celda de combustible (salida de potencia) variando la densidad de corriente, lo cual se logra modulando la resistencia del circuito eléctrico aguas abajo conectado a la pila de combustible. La tasa de consumo de hidrógeno seguirá la carga. Finalmente, la eficiencia mejora cuando se opera con carga reducida [13].

Como ocurre con la electrólisis, las pilas de combustible de baja temperatura incluyen pilas de combustible alcalinas (AFC) y pilas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC). Estos son sencillos y rápidos de poner en marcha, lo que los hace muy adecuados para sistemas más pequeños, ya que evitan los problemas de seguridad y mantenimiento que suelen resultar de las altas temperaturas de funcionamiento. AFC y PEMFC compiten por las mismas aplicaciones. Las celdas de combustible de alta temperatura incluyen celdas de combustible de ácido fosfórico (PAFC), celdas de combustible de carbonato fundido (MCFC) y celdas de combustible de óxido sólido (SOFC). Debido a su temperatura de funcionamiento más alta, estas pilas de combustible pueden lograr mayores eficiencias, son más adecuadas para aplicaciones combinadas de calor y energía (CHP) y pueden alimentarse con metano en lugar de hidrógeno puro. Son tecnológicamente menos maduros que sus contrapartes de baja temperatura, pero están comenzando a comercializarse para aplicaciones de energía de respaldo estacionarias, principalmente alimentadas con gas natural. Entre las celdas de combustible de alta temperatura, se espera que las SOFC menos maduras logren las mayores eficiencias y se beneficien de mayores reducciones de costos en el futuro [13].

Los PEM se han desarrollado para vehículos eléctricos de pila de combustible porque son muy compactos, no tienen partes móviles y se pueden utilizar en cualquier orientación. Se benefician de una flexibilidad muy alta y una capacidad de respuesta rápida, lo que los hace ideales para la generación variable. Esto significa que se utilizan cada vez más para aplicacio-

nes estacionarias, principalmente unidades de energía de respaldo y microgeneración para aplicaciones residenciales. Las pilas de combustible PEM adolecen de una baja eficiencia de combustible a electricidad [13].

Las SOFC funcionan a altas temperaturas, lo que mejora la eficiencia de conversión de combustible a electricidad. La alta temperatura de funcionamiento también mejora la cinética de la reacción, evitando la necesidad de un catalizador metálico. Sin embargo, también se traduce en un tiempo de puesta en marcha más largo, requiere materiales resistentes al calor más robustos y debe diseñarse para evitar pérdidas de calor. Los SOEF aceptan no solo hidrógeno, sino también cualquier hidrocarburo ligero (por ejemplo, metano, propano) o CO como combustible de entrada. También se están desarrollando pilas de combustible de metanol. Debido a sus características técnicas, las SOFC son adecuadas principalmente para aplicaciones estacionarias a gran escala que se inician y cierran con poca frecuencia, o para plantas de cogeneración descentralizadas [13].

Las turbinas son una tecnología comercialmente madura para la generación de energía a partir de gas natural. El mismo principio podría usarse para producir electricidad a partir de hidrógeno, que se comporta como un combustible gaseoso. El hidrógeno y el oxígeno se queman en un quemador, produciendo vapor de agua caliente y presurizado que luego impulsa una turbina. La energía mecánica producida por la turbina se convierte en electricidad mediante un generador. Una turbina de hidrógeno puro tendría un diseño ligeramente diferente al de una turbina de gas natural debido a las diferentes formas en que se comportan los dos combustibles cuando se queman con oxígeno. Se necesitarían pocas modificaciones técnicas para operar turbinas de gas que utilicen metano o hidrógeno, o una mezcla como gas natural enriquecido con hidrógeno ($CH_4 + H_2$) o gas de síntesis ($H_2 + CO$) [13].

Por lo tanto, el hidrógeno electrolítico podría usarse hoy como enriquecedor de combustible para turbinas de gas natural y de gas de síntesis. En realidad, el hidrógeno mejora ligeramente el rendimiento de las turbinas de gas, aumentando su eficiencia energética y reduciendo sus emisiones de CO_2 . Pero también se han observado algunos impactos adversos que requieren atención, incluido un aumento en la velocidad de combustión, una extensión de los límites de inflamabilidad (que resulta en una temperatura de ignición más baja) y un aumento en las emisiones de NO_x . En contraste con las plantas de pilas de combustible hechas de múltiples pilas de tamaño fijo que operan en paralelo, las economías de escala son más evidentes en el costo de una turbina, ya que las plantas comerciales deben tener al menos 50 MW. La eficiencia de las turbinas de gas flexibles es de aproximadamente un 40% en ciclo abierto, lo que se acerca a la de las pilas de combustible de baja temperatura. Sin embargo, las turbinas de gas son buenas candidatas para plantas de ciclo combinado, ya que permiten una conversión de muy alta eficiencia (60%) en funcionamiento continuo [13].

El enfoque del desarrollo tecnológico depende de la aplicación: el enfoque de las pilas

de combustible estacionarias es aumentar la eficiencia y garantizar la utilización del calor residual; las aplicaciones móviles se centran en la reducción de costes y el aumento de la vida útil [37].

Una turbina de gas utiliza un compresor que lleva el aire atmosférico a una presión más alta. Luego se agrega energía rociando combustible en el aire y encendiéndolo, por lo que la combustión genera un flujo de alta temperatura. Este gas de alta temperatura y alta presión ingresa a una turbina, donde se expande hasta la presión de escape, produciendo una salida de trabajo del eje en el proceso. Los procesos físicos de transformación de entalpía en la turbina no dependen del tipo de fluido de trabajo (productos de combustión o vapor). Sin embargo, las soluciones de diseño técnico y los materiales necesarios para estos sistemas dependen del tipo de fluido de trabajo. Por lo tanto, las soluciones de diseño de turbinas de gas y sus componentes se ven muy afectadas por el fluido de trabajo y sus parámetros de entrada. Por ejemplo, las instalaciones de turbinas de gas desarrolladas a partir de los principios de los motores a reacción pueden tener un eje de compresor de alta presión y una turbina coaxial con el eje del compresor de baja presión y la turbina. Sin embargo, tales instalaciones tienen mayores relaciones de compresión y mayores temperaturas de entrada a la turbina que las desarrolladas para la industria y los servicios públicos [91].

La lenta velocidad de reacción química del amoníaco con el aire (es decir, la velocidad de combustión laminar de solo 6-8 cm / s) planteó varios problemas de operatividad. Sin embargo, también se descubrió que el hidrógeno incrustado en amoníaco podría mejorar la velocidad de la llama. La disociación, producto de la combustión o de los métodos catalíticos, podría generar llamas tan rápidas como las obtenidas con hidrocarburos. Los resultados indicaron que una disociación del 28 % proporcionaría las propiedades de llama necesarias para sustituir varios hidrocarburos en los sistemas de combustión de turbinas de gas [91].

Varias organizaciones han reconocido la importancia del amoníaco como almacenamiento de energía para aplicaciones de energía. El amoníaco, al ser una sustancia química que puede almacenarse durante largos períodos (es decir, incluso años), puede ser un vector energético prometedor, barato y maleable para la distribución de hidrógeno. Por lo tanto, en comparación con otras tecnologías, presenta altas posibilidades de desempeñar un papel importante para la generación de energía a gran escala a través de la recuperación de fuentes varadas [91].

Las llamas de amoníaco ricas en combustible se caracterizan por una producción muy baja de NO_x, con una alta producción de NH₃ sin quemar y una alta producción de H₂ a partir de la descomposición del NH₃ [91].

El amoníaco también se combinó con hidrógeno, ya que este último se puede obtener del craqueo del amoníaco, haciendo redundante el uso de otros agentes dopantes para mejorar la combustión. El programa se inició con grandes cantidades de hidrógeno, ya que los estudios

preliminares de llamas laminares mostraron que concentraciones entre 40-60 y 50-50 (mol %) de hidrógeno / amoníaco producían velocidades similares a las de las llamas de metano. Sin embargo, los resultados demostraron que estas mezclas con alto contenido de hidrógeno son altamente inestables, con un rango de operabilidad muy estrecho como consecuencia de la alta difusividad del hidrógeno, que comienza a reaccionar antes que el amoníaco en la salida del quemador. Cuando la concentración de hidrógeno se redujo a valores cercanos al 30 % (vol), las llamas eran mucho más estables y, al mismo tiempo, ofrecían una mayor potencia en condiciones de funcionamiento más amplias [91].

Las pilas de combustible son convertidores de energía electroquímica que producen energía eléctrica y térmica a partir de la energía química del combustible sin partes móviles ni combustión. En principio, las pilas de combustible son similares a las baterías que usamos todos los días, pero la principal diferencia es que las baterías son una forma de almacenamiento de energía y las pilas de combustible producen energía. Las reacciones electroquímicas de combustibles líquidos o gaseosos (como hidrógeno, gas natural, metanol y monóxido de carbono) y gas oxidante a través de un electrolito conductor de iones de la celda de combustible producen electricidad y calor. Las pilas de combustible convierten directamente la energía química en electricidad y, en teoría, tienen la capacidad de generar electricidad siempre que estén alimentadas y oxidadas [91].

Dado que el uso de amoníaco permite la liberación de grandes cantidades de hidrógeno, el hidrógeno se puede almacenar en amoníaco para aplicaciones que requieren energía constante, reduciendo así los costos y minimizando los procesos de repostaje constante. La idea, también en evaluación utilizando otros vectores de hidrógeno (es decir, metanol, etanol, metano, metilciclohexano, etc.), está llevando al desarrollo de una nueva generación de pilas de combustible que podrían emplear estos combustibles para la recuperación de hidrógeno. teniendo amoníaco en el centro de estos estudios. Además, estos dispositivos también se pueden emplear para recuperar energía de corrientes residuales [91].

A escala de las centrales eléctricas, se está investigando el amoníaco y el hidrógeno liberado de la descomposición del amoníaco para la generación de energía a través de turbinas de gas, así como para la combustión conjunta con carbón en las plantas de generación de turbinas de vapor. El propósito de usar amoníaco para energía estacionaria es proporcionar energía despachable de cero emisiones para complementar los recursos eléctricos renovables variables. La combustión de amoníaco verde en turbinas de gas puede tener un costo menor que otras formas de generación de electricidad despachable, como la combustión de combustibles fósiles con captura y almacenamiento de carbono después de la combustión (CAC) y la energía nuclear. Esto es particularmente relevante en geografías con grandes variaciones estacionales en el diferencial entre el suministro y la demanda de electricidad, así como en lugares que carecen de recursos eléctricos renovables asequibles. En estas situaciones, almacenar

electricidad estacionalmente o importar energía en forma de amoníaco (o hidrógeno) pueden ser métodos más rentables que construir en exceso la capacidad de electricidad renovable o construir una infraestructura de captura de carbono [102].

El hidrógeno se ha explorado ampliamente como combustible libre de carbono para turbinas de gas, y la mayoría de los fabricantes europeos se han comprometido a una compatibilidad del 100 % con el hidrógeno en las turbinas de gas para 2030. Mitsubishi se ha adjudicado el primer gran contrato de 840 MW de turbinas de gas compatibles con hidrógeno en funcionamiento. con un 30 % de H_2 en 2025 y un 100 % de H_2 en 2045. En particular, esta ubicación en Utah, EE. UU., utilizará una gran caverna de sal subterránea para el almacenamiento de hidrógeno [102].

Aunque la combustión de turbinas de gas de hidrógeno está ingresando al mercado comercial, las turbinas de gas de amoníaco aún se encuentran en la etapa de investigación y desarrollo. Una posible ruta para alimentar turbinas de gas de hidrógeno con amoníaco es utilizar un paso de descomposición de amoníaco antes de la combustión, es decir, "craqueo". Las galletas de amoníaco disponibles en la actualidad son a pequeña escala (es decir, menos de 100 kg H_2 / h). Sin embargo, se ha modelado un craqueador de amoníaco a gran escala para la transición de la central eléctrica Nuon Magnum CCGT en Eemshaven, Países Bajos, para que funcione con hidrógeno suministrado a través de amoníaco. Se estimó que la adición de un craqueador a la planta de energía Nuon Magnum tendría un CAPEX instalado de 246 MEUR para soportar un sistema CCGT de 437 MW, con un rendimiento de aproximadamente 200 toneladas de NH_3 / h. El costo cotizado incluye el cracker, así como las actualizaciones de los quemadores de turbinas de gas y la infraestructura de descarga y almacenamiento en la planta. La eficiencia del combustible fue del 56,6 % para la combustión directa de amoníaco y del 53,1 % para una turbina de hidrógeno con craqueador, en función del valor calorífico inferior (LHV) del amoníaco, debido a que parte del combustible se canibaliza para la energía de craqueo [102].

La combustión directa de amoníaco es particularmente rentable en factores de carga de planta (PLF) bajos, que es probable que se vuelva más común a medida que aumenta la penetración de energías renovables y la energía distribuible, como las turbinas de gas, se utiliza para cargas estacionales y máximas [102].

Las SOFC de amoníaco todavía se encuentran en la fase de investigación a niveles de kW; sin embargo, se están escalando para un proyecto de envío de 2 MW para 2024. Se necesita más información sobre el costo de SOFC; sin embargo, es probable que el costo de capital de SOFC siga siendo demasiado alto para competir en energía estacionaria de gran tamaño durante algunos años [102].

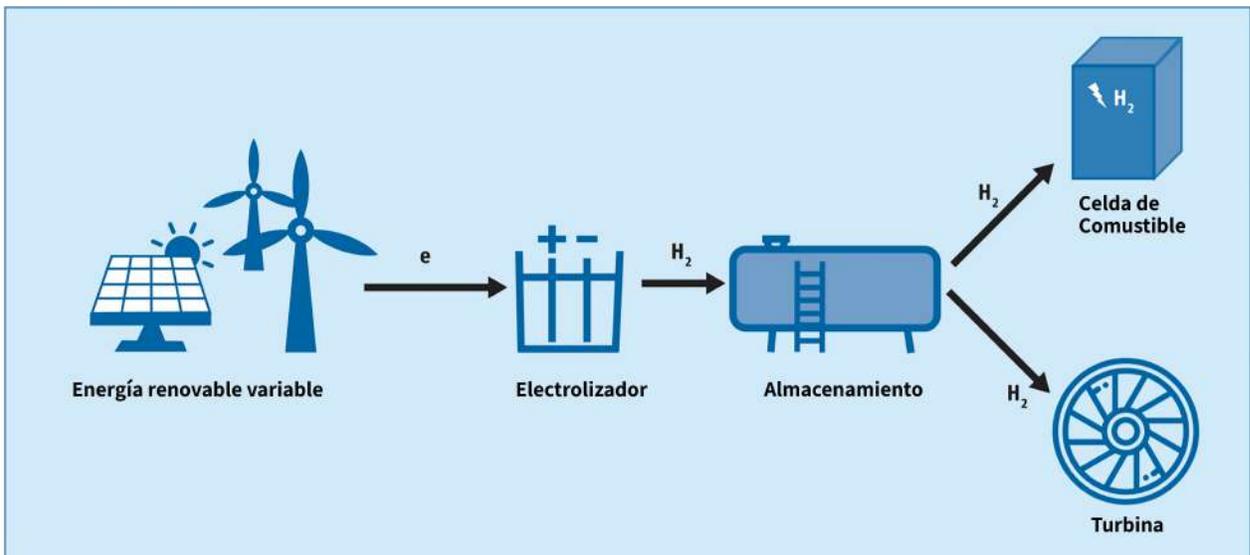


Fig. 2.35: Potencial sistema de electricidad de hidrógeno estacionario [19]

2.12.2. Calor

La cogeneración de energía y calor permite que el calor residual que se produce durante la generación de energía se utilice para fines de calefacción. Esto puede aumentar significativamente la eficiencia energética general en el sector de la construcción. La generación descentralizada de electricidad y calor mediante sistemas de micro cogeneración permite realizar este beneficio en ausencia de redes de calefacción urbana [37].

Actualmente, la eficiencia eléctrica de los sistemas de microcogeneración de pila de combustible es de alrededor del 42 %, siendo alrededor de 10 puntos porcentuales más alta que la de los sistemas de microcogeneración ICE [37].

Los sistemas de micro cogeneración de pilas de combustible se basan en un PEMFC o en una pila de combustible de óxido sólido (SOFC), esta última proporciona calor a una temperatura mucho más alta [37].

Si el hidrógeno se quema con aire, también se producen óxidos de nitrógeno. Se alcanzan temperaturas muy altas en la combustión de hidrógeno, por encima de 2000 ° C a 3000 ° C, dependiendo de la proporción y el contenido de oxígeno del aire de combustión [84].

Las plantas de cogeneración se pueden operar con dos estrategias: La planta cubre la mayor parte de la electricidad o la demanda de calor. Si los precios de la electricidad son altos, es apropiado un modo de funcionamiento basado en la electricidad. De esta manera, se puede minimizar la compra de electricidad de la red, o la electricidad CHP generada puede inyectarse a la red eléctrica y reembolsarse [84].

El calor producido como subproducto de la combinación de calor y energía se utiliza para cubrir parte de la demanda de calor de los edificios. El modo de funcionamiento, en su

mayor parte basado en electricidad, da como resultado un bajo rendimiento térmico de los sistemas de calefacción de pila de combustible. El requisito de calor restante del edificio se cubre con un sistema de calefacción adicional, p. Ej. una caldera de condensación. Por esa razón, las pilas de combustible son especialmente adecuadas para edificios con un requisito de calefacción de espacio reducido, como los edificios de bajo consumo energético o casi nulo. En los edificios con un mayor requerimiento de calefacción de espacios, se utilizan sistemas híbridos de calefacción de pila de combustible, que comprenden una pila de combustible y una caldera de condensación para cubrir los picos de demanda de calefacción [84].

Probablemente, la mayor ventaja de las pilas de combustible sobre los procesos de energía térmica es la conversión electroquímica directa durante la generación de electricidad y calor y la mayor eficiencia eléctrica asociada. En modo combinado, es decir, eléctrico y térmico, las pilas de combustible pueden alcanzar eficiencias de hasta el 95 %. La eficiencia eléctrica es de hasta un 45 %. Además, los sistemas de pilas de combustible se caracterizan por una alta eficiencia en todos los puntos de carga, son silenciosos, tienen bajos costes de mantenimiento y funcionan (localmente) sin emisiones [84].

El electrolizador en un sistema HHV BLH₂ de 1 GWH₂ generaría alrededor de 1,75 millones de toneladas de oxígeno y 870 GWhth de calor de bajo grado (por debajo de 100 ° C), anualmente, lo que podría proporcionar en parte un valor adicional a través de oportunidades regionales de economía circular, como distritos calefacción o como principal aporte de energía a sistemas de captura directa de aire a baja temperatura. Si bien esto puede no ser una ventaja significativa para la generación de hidrógeno, en un sistema integrado con captura directa de aire, el calor de bajo grado gratuito puede reducir el costo de la captura directa de aire de CO₂ en aproximadamente un 40 % [75].

El hidrógeno (H₂) se considera un combustible limpio y podría reemplazar a los combustibles fósiles para reducir la contaminación ambiental. Potencialmente, su combustión produce solo agua y calor si se controla la temperatura de la llama o se adopta un quemador de catalizador con una proporción adecuada de H₂ / O₂ [57].

En términos de generación de energía, se pueden emplear hornos para producir vapor. De manera similar, los gases calientes producidos se pueden redirigir para otras aplicaciones de calentamiento, como el precalentamiento de aire o combustible, aumentando así la eficiencia del sistema. Una de las grandes ventajas de utilizar un horno es que los hornos son más robustos y fáciles de operar que otros medios de producción de energía (es decir, turbinas de gas, motores de combustión interna [ICE], pilas de combustible), con un sistema de fácil acceso y que puede diseñarse con materiales muy robustos y resistentes. Los hornos y calderas en la industria tienden a las últimas décadas, con una vida útil más larga que otros generadores de energía. Aunque tienden a tener un tamaño masivo, por lo que requieren un gran consumo de energía en la mayoría de las aplicaciones, debido a su vasta evolución a lo largo de los siglos,

los hornos se seguirán utilizando durante mucho tiempo, especialmente cuando se trata de la utilización de combustibles alternativos como el amoníaco [91].

A pequeña escala, las tecnologías novedosas están bajo el alcance de investigadores de todo el mundo. La combustión moderada o intensa con baja dilución de oxígeno (MILD) se ha presentado recientemente como un candidato para la combustión eficiente del amoníaco. La combustión MILD se caracteriza tanto por una temperatura elevada de los reactivos como por un aumento de la temperatura baja en el proceso de combustión, asegurando así que se eviten procesos como la producción térmica de NO_x provocada por las altas temperaturas de reacción. Además, y en particular para el amoníaco, se sabe que las temperaturas de reacción más bajas apoyan mejor la ruta de reacción $NH_3 / NH_2 / NH / N_2$, minimizando así las emisiones. Sin embargo, como existía un precedente limitado en el uso de la tecnología para el consumo de amoníaco, se realizaron campañas experimentales para determinar el desempeño de dicho sistema utilizando NH_3 puro. Proporcionando perfiles de temperatura moderados (hasta 1450 K aprox) y tiempos de residencia de < 0.5 s, el sistema experimental entregó un buen desempeño para la producción de emisiones de NO_x, alcanzando valores inferiores a 10 ppm en relaciones de equivalencia entre 1.1 y 1.7 en entradas relativamente altas. temperaturas (900 K). Curiosamente, las temperaturas de entrada más bajas generaron mayores emisiones de NO_x [91].

El calor industrial, particularmente el calor de alta temperatura, es un sector difícil de descarbonizar debido a la dependencia de las reacciones termoquímicas, es decir, la combustión, para alcanzar las temperaturas requeridas a un bajo costo. Actualmente, el calor de alta temperatura (> 400 ° C) exige que el amoníaco pueda ser aplicable por cantidades de 4300 TWh por año u 800 millones de toneladas de amoníaco. Esto excluye los procesos de producción de hierro y acero, que se supone que utilizan hidrógeno directamente en una reducción directa modificada del método de horno de arco eléctrico de hierro [102].

Más de la mitad de esta demanda de alta temperatura proviene de la fabricación de cemento, que requiere temperaturas de 1450 ° C en el horno. Los procesos de cemento pueden quemar diversos insumos de residuos sólidos, incluidos insumos biogénicos y no biogénicos (por ejemplo, neumáticos, plásticos, biomasa, aceites y disolventes de desecho, harina de huesos y lodos, etc.). Se ha propuesto la quema de combustibles alternativos, como el hidrógeno, para eliminar las emisiones de CO_2 relacionadas con la energía de la producción de cemento; sin embargo, altos porcentajes de hidrógeno pueden plantear desafíos con las propiedades de combustión y la composición de las cenizas de horno, por lo que se han propuesto mezclas de hidrógeno con otros combustibles alternativos como una solución. En particular, las emisiones de CO_2 relacionadas con la energía de la fabricación de cemento solo representan el 30 % - 40 % de las emisiones, mientras que las emisiones de CO_2 restantes se generan en la reacción química de convertir la piedra caliza en óxido de calcio [102].

Los biocombustibles pueden ser razonables a corto plazo, pero otras industrias también compiten por recursos biogénicos limitados, como la aviación, por el bio-queroseno. La producción local de hidrógeno y el amoníaco importado ofrecen soluciones alternativas para esta gran demanda de calor industrial. El análisis preliminar sugiere que después de los recursos biogénicos, la importación de amoníaco para combustión directa será más barata que la producción local de hidrógeno o los portadores de hidrógeno orgánico líquido en China, Japón, Brasil e India, siendo Estados Unidos el único lugar identificado con hidrógeno local potencialmente más barato [102].

2.12.3. Vehículos

Los FCEV son esencialmente vehículos eléctricos que utilizan hidrógeno almacenado en un tanque presurizado y una celda de combustible para la generación de energía a bordo. Los FCEV también son coches híbridos, ya que la energía de frenado se recupera y almacena en una batería. La energía eléctrica de la batería se utiliza para reducir la demanda máxima de la celda de combustible durante la aceleración y optimizar su eficiencia operativa. Al ser tanto vehículos eléctricos como híbridos, los FCEV se benefician del avance tecnológico en ambas tecnologías, ya que tienen una cantidad significativa de partes como baterías y electrónica de potencia en común [37].

Hasta la fecha, los FCEV se alimentan con hidrógeno gaseoso a presiones de 350 bar a 700 bar. Como los tanques de 700 bar permiten rangos mucho más altos con volúmenes de tanque aceptables, los vehículos de demostración más recientes están equipados con estos [37].

La configuración de una estación de hidrógeno está determinada en gran medida por la demanda diaria de hidrógeno, la forma de almacenamiento de hidrógeno a bordo del vehículo (por ejemplo, la presión y la fase) y la forma en que el hidrógeno se entrega o se produce en la estación. Determinar el tamaño óptimo de una estación es un paso crítico. Si bien al principio pueden ser necesarias estaciones muy pequeñas con capacidades diarias de 50 kg a 100 kg de hidrógeno (básicamente permitiendo de 10 a 20 recargas por día), se necesitarán estaciones de hasta 2000 kg por día en un mercado maduro [37].

2.13. Planificación de redes de suministro

2.13.1. Referencias históricas

A lo largo del tiempo, el hidrógeno como recurso central dentro de una cadena de suministro destaca con el diseño presentado por Almansoori y Shah en 2006 [103], mediante un modelo MILP (Programación Lineal Entera Mixta, siglas en inglés) que integra

múltiples componentes como producción, almacenamiento y transporte dentro de un solo marco. El modelo que plantean busca minimizar los costos totales de inversión y operación considerando un período de un año con resolución diaria (monoperíodo). Además, posee una demanda invariable del hidrógeno que se centra únicamente en el transporte (vehículo por kilómetro cuadrado) y destaca las distintas rutas en el uso de GH_2 (gas hidrógeno) y LH_2 (hidrógeno líquido). Como se menciona en [104], este artículo es fundamental en esta rama de la literatura y ha sido fuente de inspiración para otros artículos de referencia, que han intentado mejorarlo mediante múltiples modificaciones.

Basado en este primer diseño, Almansoori y Shah [105] en 2009 ampliaron su estudio considerando la disponibilidad de materias primas y su logística, así como la variación de la demanda de hidrógeno en un horizonte de planificación a largo plazo que conduzca a un desarrollo de infraestructura por fases (multiperíodo). Se destaca por incorporar un mecanismo para seleccionar matemáticamente el mejor tipo de materia prima, su cantidad y la distribución dentro de la red, así como la variabilidad en la demanda de hidrógeno mediante una forma de “S”, tendencia que se suele repetir en el mercado. Además, se considera la importación de materias primas, se aprecian los distintos efectos de escala (tamaños pequeño, medio y grande) y se incorpora la opción de producir hidrógeno mediante energías limpias, es decir, electricidad renovable y electrólisis, que en los resultados no presentan mayor protagonismo por ser altamente más costosas en relación al uso de combustibles fósiles y, preferentemente, el reformado de vapor.

Con estos diseños en mente, por 2012 surgieron novedosas variantes, como incorporación de incertidumbre en la demanda de hidrógeno (Almansoori y Shah [106]) mediante escenarios de penetración de mercado de los vehículos en base a hidrógeno o incorporar un modelado dentro de regiones geográficas reales, utilizando la base de datos del sistema de información geográfica (GIS) en el diseño (Johnson y Ogden [107]). Este último además logró su división geográfica por grupos de demanda y dió especial énfasis en el uso de gasoductos para transportar hidrógeno.

Durante 2014, Almaraz y compañía [108] realizaron una distinción importante entre resultados derivados de modelar un solo objetivo de costos y la optimización multi objetivos, añadiendo el impacto medioambiental y el riesgo como nuevas funciones a minimizar en donde, además, se diferencia el modelar secuencialmente el mismo diseño segmentado temporalmente (monoperíodo) y modelar todos los períodos de estudio de una corrida (multiperíodo).

Si bien hasta el momento se había captado la esencia de la infraestructura necesaria para una cadena de suministros de hidrógeno, no fue hasta el año 2016 en que Samsatli [109] mediante su modelo realiza un despliegue más completo de una red de hidrógeno, en el cual mostró que el almacenamiento es la clave que permite a la tecnología usar energía intermitente y satisfacer las demandas distribuidas temporal y espacialmente. El modelo presentado en este trabajo es el primer modelo MILP en la literatura para redes integradas de energía eólica-hidrógeno-electricidad que puede determinar simultáneamente el diseño y operación de la red considerando en detalle aspectos tanto espaciales como temporales para que el transporte y almacenamiento de energía se puedan modelar con mayor precisión. Este modelo mostró la necesidad de tener en cuenta el funcionamiento hora por hora de la red, incluido un balance de inventario adecuado para el almacenamiento. Además, cuando hay un exceso de generación de electricidad a partir de los aerogeneradores, el modelo es capaz de elegir si transmitir esta electricidad a otras zonas (donde la demanda sería mayor), convertirla en hidrógeno para almacenamiento o convertirla en hidrógeno y transmitir el hidrógeno a otra zona. El modelamiento logra una representación más fidedigna a la realidad de lo que vendría siendo la infraestructura necesaria para completar la cadena de suministro, siendo éstas las tecnologías que habilitan la forma física del hidrógeno. En el caso de estudio se logra habilitando 3 niveles de almacenamiento distintos y el transporte mediante gasoductos, para los cuales se requiere el uso de compresores y expansores que permitan los distintos niveles de presión que se adecúen a la ruta que siga el hidrógeno.

Finalmente, siguiendo la misma línea argumental, en 2018 con el modelo de Bique [110] se reafirman los potenciales que busca el hidrógeno hoy en día: El exceso de energía de fuentes de energía renovable se puede convertir en hidrógeno a partir del agua por electrólisis y que la instalación de almacenamiento, al igual que el modo de transporte, está vinculado a la forma del hidrógeno. A diferencia del modelo anterior, sumado a los compresores como tecnología asociada a la forma gaseosa del hidrógeno, el caso de estudio presenta las plantas de licuefacción para su forma líquida.

2.13.2. Tendencias generales de diseño

En adelante, si bien el diseño de cadenas de suministro dependería en gran medida del enfoque optado por el autor, existieron tendencias entre los modelos. Por ejemplo, Dagdougui [63] clasificó los enfoques para el HSCND en tres categorías: 1) Diseño del suministro de hidrógeno utilizando los métodos matemáticos de optimización, presentando los aspectos generales con una formalización matemática del HSC, seguido de una aplicación del modelo para un estudio de caso nacional o regional. 2) Estudios que implementan modelos y marcos

espaciales para el diseño de infraestructura de hidrógeno como el sistema de información geográfica (GIS) y 3) Uso de escenarios y planes de transición. A su vez, hace mención de que se puede producir hidrógeno siguiendo dos opciones, a saber, producciones centralizadas y descentralizadas. Siguiendo la misma lógica, Agnolucci [111] examinó estudios a través de distintas escalas espaciales: estudios a escala nacional que utilizan modelos de sistemas energéticos; estudios a escala regional que optimizan la infraestructura de hidrógeno desglosada espacialmente; y estudios a escala local que optimicen la ubicación de las estaciones de llenado, cuyos efectos pueden observarse en [112]. Además, Agnolucci [111], en base a estas tendencias, incitó a variar el diseño, como incorporar modos de transporte adicionales, determinar endógenamente el uso de hidrógeno gaseoso o líquido, considerar la vida útil de las instalaciones o no asumir demandas de hidrógeno homogéneas por división geográfica.

Analizando el estudio de Li [104], que clasifica las características de una cantidad significativa de diseños de cadena de suministro del hidrógeno hasta el 2019, se puede intuir que de la variada gama de diseños hasta esa fecha los modelos que buscan minimizar los costos totales de la red tienden a abarcar únicamente al hidrógeno como fuente energética, excluyendo otras opciones como lo son la electricidad o el calor. Además, se puede observar que en su mayoría se abarcan grandes períodos de modelación, restandole importancia al comportamiento dinámico a las diversas tecnologías que suelen depender de condiciones fluctuantes a lo largo del día, como lo son las horas de sol para plantas fotovoltaicas o la velocidad del viento para las centrales eólicas. Debido a la poca experiencia internacional en mercados intensivos en hidrógeno y sus diversas aplicaciones, se hace difícil estimar con exactitud el comportamiento y magnitud de su demanda, en especial en tiempos pasados donde no se presentaban las mismas oportunidades, por lo que su uso como combustible en vehículos basados en celdas de combustible ha sido, en general, el principal foco de demanda a abastecer. Finalmente, en los diseños presentados la tecnología de electrólisis es utilizada como término genérico, siendo pocas veces distinguida entre sus variantes, tales como alcalina o PEM.

2.13.3. Enfoques de diseño

Dentro de variedad de diseños de hidrógeno, se puede destacar el trabajo de Yang [113], que utiliza una optimización del sistema de energía de hidrógeno cuasi espacial, para investigar la evolución de una infraestructura de hidrógeno de bajo carbono en California bajo diferentes condiciones y restricciones políticas. El enfoque está en comprender cómo las restricciones de GEI, los mandatos renovables y otras políticas “verdes” pueden afectar

las opciones de infraestructura y las emisiones resultantes. También se encuentra el modelo de Won [114], que se centró en el sistema de suministro de hidrógeno basado en fuentes de energía renovable, involucrando la disponibilidad y el costo del agua en su modelo. Shah [115] logró su división geográfica por grupos de demanda, donde los mercados regionales se clasifican en tres categorías: regiones con participación de mercado regional alta (3%), media (2%) y baja (1%). Kim [116] consideró la importancia de adherirse a las regulaciones gubernamentales sobre el uso de la tierra en relación con la producción de energía al intentar modelar un HSCN basado en viento. Han [117] determinó de forma endógena (actuando como una variable de decisión en el modelo) el uso de GH_2 o LH_2 en lugar de asumirse de forma exógena (es decir, a priori). Kim y Moon [118] propuso un método de riesgo para la cadena de valor del hidrógeno que ha sido utilizado en otras referencias, que intenta medir la posibilidad de que un evento accidental pueda provocar consecuencias perjudiciales. El primer paso se enfoca en evaluar los riesgos individuales de las actividades del hidrógeno. Luego se determina la frecuencia esperada de eventos no deseados y el volumen asociado de daño. Evaluar los riesgos para cada escenario de acuerdo con los modos de falla clave, formando una matriz de clasificación de riesgos. La matriz de clasificación de riesgos resume las calificaciones de consecuencia y frecuencia para cada escenario. Cada peligro se representa en una matriz de frecuencia versus consecuencia, que indica su nivel de riesgo como alto, moderado, bajo o insignificante.

Si bien la mayoría de diseños tiene una perspectiva social cuya función objetivo principal se basa en la minimización de costos totales (Li [104]), dentro de la literatura es posible encontrar diseños con perspectivas de inversión, cuya función objetivo busca maximizar las utilidades del sistema. Un diseño que refleja sus ventajas es el de Han [119], donde los parámetros técnicos y económicos se estiman mediante el modelado detallado de la operación del proceso tecnológico completo, los flujos intratecnológicos y los materiales y la energía de subcontratación necesarios (por ejemplo, calor, electricidad, agua y materiales auxiliares). En el caso de estudio se busca suplir la demanda de electricidad, hidrógeno y combustibles líquidos, donde se decide si la electricidad generada en estas instalaciones se puede utilizar directamente para satisfacer la demanda de electricidad o se puede alimentar a la instalación de electrólisis para producir hidrógeno. Otro destacable diseño se presenta en Seo [120] planteando las conversiones entre formas de hidrógeno. Este estudio sugiere que las vías del hidrógeno con una instalación de almacenamiento central como objetivo pueden cambiar la forma física del hidrógeno, a diferencia de estudios anteriores en los que el estado del hidrógeno se fija como gaseoso o líquido desde la producción hasta el uso final. Por ejemplo, si la forma de hidrógeno de entrada del área de almacenamiento es líquido criogénico ya que se transporta en camiones cisterna, pero la forma de salida

es gas comprimido para la tubería; debe haber un vaporizador que cambie el hidrógeno líquido a una forma gaseosa para la corriente de salida. Dentro de los principales resultados del caso de estudio, indica que la mayor reducción de costes de un sistema centralizado se produce en el escalón de almacenamiento con respecto a una situación descentralizada y la producción in situ es la tecnología más económica para los primeros mercados. Sin embargo, a medida que crece el mercado, el modelo de almacenamiento centralizado es el método más económico para planificar la infraestructura de hidrógeno. Dentro de lo novedoso, Kim [121] se centró en el sistema de suministro de hidrógeno basado en fuentes de energía renovable, en donde la electricidad producida se puede utilizar para la producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua y/o venderse a la red como exceso de electricidad con 2 tecnologías de almacenamiento disponibles: Para hidrógeno y oxígeno. Dentro del caso de estudio, se destaca que los ingresos derivados de la venta de oxígeno en exceso aumenta en los casos de mayor demanda y establecer un sistema de almacenamiento para equilibrar la oferta y la demanda de hidrógeno se impone como una estrategia más adecuada desde el punto de vista económico que una estrategia orientada a la producción de vender productos en exceso.

Finalmente, se encuentran aquellos diseños donde el hidrógeno no se presenta como principal recurso energético y es una opción más dentro de la matriz energética en contexto como uso final o almacenamiento. Un gran exponente en esta materia se presenta en Christian Breyer [122], donde se despliega la variedad de tecnologías para suplir las diversas demandas en el caso de estudio de Bolivia mediante el modelo LUT, como los sectores de energía, calor, transporte, desalinización y el sector industrial, con el fin de lograr un sistema energético bajo en emisiones.

2.13.4. Modelo LEELO

El modelo LEELO (Long-term Energy Expansion Linear Optimization) es una herramienta desarrollada por Jannik Haas para encontrar la combinación óptima de almacenamiento de energía, minimizando la inversión y los costos operativos de un sistema de energía, decidiendo las capacidades de almacenamiento y tecnologías renovables. Más allá del balance energético clásico, LEELO puede incluir reservas de energía y autonomía energética como servicios. El enfoque considera un horizonte de modelado de un año con resolución por hora (es decir, 8760 pasos de tiempo secuencial). El sistema de energía eléctrica está representado por múltiples nodos, donde el sistema de transmisión se modela como un modelo de transporte. El enrutamiento del flujo se modela para capturar la energía hidroeléctrica en cascada. LEELO puede manejar cualquier cantidad de dispositivos de almacenamiento. Como el enfoque se encuentra en un sistema de energía 100 % basado en energías renovables, las

restricciones de compromiso de la unidad no son necesarias (por ejemplo, tiempos mínimos en línea/fuera de línea de los generadores fósiles). LEELO está formulado como un programa lineal en GAMS y puede resolverse con un algoritmo de barrera (punto interior), p. Ej. de CPLEX.

3. Propuesta metodológica

En esta sección, y sus respectivas subsecciones, se plantean y reafirman los desafíos que suponen los sistemas energéticos a futuro, se presentan las bases que conforman el modelo propuesto y de qué forma marca las directrices que logran dar solución a ello bajo las condiciones establecidas.

3.1. Descripción del problema

Como bien se ha planteado en secciones anteriores, los futuros sistemas energéticos supondrán una relación cada vez más estrecha entre lo que es económica y técnicamente factible, con lo que la sociedad, y más aún, el medioambiente requiere para enfrentar el cambio climático y a la vez percibir un desarrollo sostenido. Ante la problemática, la comunidad científica cada vez da más peso a la flexibilidad que logre tener el sistema ante lo impredecible, vale decir, la incertidumbre que conlleva la generación limpia en base a tecnologías renovables y, por ende, asegurar un grado de respuesta tal que minimice el riesgo de falla.

Sumado a esto, la falta de infraestructura para transportar esta energía limpia hacia el resto de Chile es y va a ser una limitante en la inversión renovable, dado que llegado a cierto punto, no sería posible inyectar toda la energía que podría, eventualmente, ser generada gracias al perfil solar en el norte y un vertimiento sería inevitable. Esta situación crearía una sobreinversión de éstas tecnologías dependientes del clima y no se percibiría el ingreso proyectado por los inversionista, provocando a fin de cuentas un desincentivo de la tecnología.

Dentro de las características que posee Chile, la centralización económica es una que se ha mantenido a lo largo de su historia. El auge por descentralizar los recursos marca una visión que ha de considerarse para el desarrollo de la energía en Chile. Promover la economía circular para las regiones y, en la idoneidad, lograr la autarquía energética, es parte de la solución a la descentralización. En paralelo a esta idea, disminuir la dependencia energética con el extranjero y, más aún, tener la posibilidad de exportar energía limpia a futuro al resto del mundo, es uno de los caminos que ofrece la llegada de un mercado de hidrógeno.

El hidrógeno es uno de los factores que ayudan al problema, pero no a la solución completa de por sí. En realidad, más que un fin, el hidrógeno abre un camino que conecta al resto de vectores de energía, ya sea la electricidad, el calor, combustibles e incluso el agua como componente clave en el proceso de obtención de hidrógeno. La capacidad de almacenar energía por tiempos prolongados es un factor clave para una transición energética 100 % limpia, pero como apoyo a las tecnologías actuales que amortiguan fluctuaciones más dinámicas en el tiempo.

El modelo desarrollado en este trabajo busca proponer un sistema que, bajo distintos

escenarios, logren suplir las demandas esperadas al mínimo costo con una eventual llegada del hidrógeno verde a Chile. Además, con respecto a un caso base, se evaluará el comportamiento del sistema en situaciones hipotéticas, con el fin de dar respuesta a posibles imprevistos y/o rutas que tome el país a futuro y crear certidumbre en la inversión de hidrógeno verde.

El fuerte del modelo recae en la variedad de rutas a las que puede optar siempre y cuando logre abastecer la demanda. Más aún, se realiza especial incapié en la capacidad del modelo para cerrar el ciclo de la energía, es decir, un vector de energía puede ser convertido en otro teniendo la posibilidad de volver a su vector de origen luego de ser acondicionado, almacenado o transportado asumiendo los costos adicionales y las pérdidas de energía asociados a ello.

4. Propuesta metodológica

En esta sección, y sus respectivas subsecciones, se plantean y reafirman los desafíos que suponen los sistemas energéticos a futuro, se presentan las bases que conforman el modelo propuesto y de qué forma marca las directrices que logran dar solución a ello bajo las condiciones establecidas.

4.1. Descripción del problema

Los futuros sistemas energéticos supondrán una relación cada vez más estrecha entre lo que es económica y técnicamente factible, con lo que la sociedad, y más aún, el medioambiente requiere para enfrentar el cambio climático y a la vez percibir un desarrollo sostenido. Ante la problemática, la comunidad científica cada vez da más peso a la flexibilidad que logre tener el sistema ante lo impredecible, vale decir, la incertidumbre que conlleva la generación limpia en base a tecnologías renovables y, por ende, asegurar un grado de respuesta tal que minimice el riesgo de falla.

Sumado a esto, la falta de infraestructura para transportar esta energía limpia hacia el resto de Chile es y va a ser una limitante en la inversión renovable, dado que llegado a cierto punto, no sería posible inyectar toda la energía que podría, eventualmente, ser generada gracias al perfil solar en el norte y un vertimiento sería inevitable. Esta situación crearía una sobreinversión de éstas tecnologías dependientes del clima y no se percibiría el ingreso proyectado por los inversionista, provocando a fin de cuentas un desincentivo de la tecnología.

Dentro de las características que posee Chile, la centralización económica es una que se ha mantenido a lo largo de su historia. El auge por descentralizar los recursos marca una visión que ha de considerarse para el desarrollo de la energía en Chile. Promover la economía circular para las regiones y, en la idoneidad, lograr la autarquía energética, es parte de la solución a la descentralización. En paralelo a esta idea, disminuir la dependencia energética

con el extranjero y, más aún, tener la posibilidad de exportar energía limpia a futuro al resto del mundo, es uno de los caminos que ofrece la llegada de un mercado de hidrógeno.

El hidrógeno es uno de los factores que ayudan al problema, pero no a la solución completa de por sí. En realidad, más que un fin, el hidrógeno abre un camino que conecta al resto de vectores de energía, ya sea la electricidad, el calor, combustibles e incluso el agua como componente clave en el proceso de obtención de hidrógeno. La capacidad de almacenar energía por tiempos prolongados es un factor clave para una transición energética 100 % limpia, pero como apoyo a las tecnologías actuales que amortiguan fluctuaciones más dinámicas en el tiempo.

El modelo desarrollado en este trabajo busca proponer un sistema que, bajo distintos escenarios, logren suplir las demandas esperadas al mínimo costo con una eventual llegada del hidrógeno verde a Chile. Además, con respecto a un caso base, se evaluará el comportamiento del sistema en situaciones hipotéticas, con el fin de dar respuesta a posibles imprevistos y/o rutas que tome el país a futuro y crear certidumbre en la inversión de hidrógeno verde.

El fuerte del modelo recae en la variedad de rutas a las que puede optar siempre y cuando logre abastecer la demanda. Más aún, se realiza especial énfasis en la capacidad del modelo para cerrar el ciclo de la energía, es decir, un vector de energía puede ser convertido en otro teniendo la posibilidad de volver a su vector de origen luego de ser acondicionado, almacenado o transportado asumiendo los costos adicionales y las pérdidas de energía asociados a ello.

4.2. Estructura del modelo y componentes

A continuación se describe la funcionalidad del modelo y las tecnologías que se abordan en cada punto de la cadena de suministro del hidrógeno verde, en armonía con el resto de vectores de energía.

4.2.1. Características y supuestos

El modelo presentado es una adaptación de lo que es originalmente el modelo LEELO [26]. Esta nueva versión mantiene el principio de una matriz 100 % renovable (no hay opciones de generación fósil) y los multiservicios que puede ofrecer el sistema. En este estudio no existe un análisis detallado en relación a las emisiones contaminantes asociadas al despliegue de las tecnologías y las hidroeléctricas tienen menos peso (no hay opción de invertir en hidroeléctricas a gran escala o de pasada, solo se opera si hay capacidad existente o existe un proyecto aprobado, considerando los costos que conlleva su uso).

La optimización abarca un año con resolución horaria y se modela cada 5 años, iniciando en el año 2025 y finalizando en el año 2050, es decir, se modelan 6 periodos de tiempo por

cada escenario que se disponga. El modelo de por sí ofrece la posibilidad de mantener la capacidad invertida en un periodo de modelación para el siguiente (optimización cuasi-estática, a la capacidad existente del próximo periodo se le agrega la capacidad invertida del periodo anterior) pero no se aplica en lo que refiere a este estudio debido a la capacidad computacional adicional que requeriría mantener tecnologías que proyecten mejoras tecnológicas (por ejemplo, si una tecnología posee una mejora de eficiencia entre un periodo y otro, el mantener esa capacidad para el siguiente periodo implicaría que se “actualice” sin costo alguno). Cabe destacar que en términos de optimización, no existe relación teórica alguna entre un periodo y otro, obteniéndose resultados totalmente independientes, por lo que la relación que se pueda establecer está determinada netamente por el análisis que se realice (no es lo mismo realizar optimizaciones consecutivas cada 5 años, que optimizar todos los años desde 2025 a 2050).

Como base, el modelo original consideraba 16 tecnologías de conversión con una sola entrada/salida, 7 tecnologías de almacenamiento y no contemplaba la posibilidad de transporte energético. Además, el modelo se limitaba a abastecer únicamente la demanda eléctrica del sistema.

La nueva adaptación del modelo permite la incorporación de 161 tecnologías de conversión con multi entrada/salida (vale decir, la cogeneración es una opción) con nuevas restricciones de ramping, 19 sistemas de almacenamiento con nuevas restricciones de carga y descarga máxima, y 13 modos de transporte disponibles. Se destaca que cada tecnología nueva incorporada incluye su respectivo estudio y proyecciones de costos y eficiencias desde el año 2025 hasta el año 2050. Además, dentro del desarrollo de los modos de transporte se diferencian aquellos que pueden trabajar con doble sentido de flujo (Ejemplo gasoductos, la línea 1-2 es la misma que 2-1) y trabajan con un solo sentido (Ejemplo camiones, la línea 1-2 se diferencia de 2-1). Sumado a lo anterior, se desarrolla la logística asociada al uso de camiones con celdas de combustible (es decir, consumen hidrógeno en vez de combustibles contaminantes) acoplado a distintos tipos de remolques, que considera trayectos de ida y vuelta desde el nodo origen (es decir, si se exporta energía desde el nodo 1 al nodo 2, el modelo asume que el camión viaja desde el nodo 1, descarga en el nodo 2 y necesariamente vuelve al nodo 1). Para ello, dependiendo de cada caso de estudio se desarrolla una topología geo-referenciada que permita diferenciar los trayectos para los modos de transportes bidireccionales (gasoductos y acueductos pueden ir en paralelo a las líneas de alta tensión HVAC) y los modos de transporte unidireccionales (aquellas rutas que posean carreteras existentes). Los nodos introducidos en el modelo se ubican exactamente en las subestaciones eléctricas que existan en la región de estudio y se ofrece la posibilidad de importar energía desde otras regiones externas al caso de estudio (es decir, se puede importar energía desde regiones colindantes a la estudiada). Los multi-servicios heredados ahora pueden ser aplicados a todos

los vectores de energía (antes solo existía la posibilidad de reserva y autonomía energética en electricidad). La cantidad de espacio requerido para el despliegue de infraestructura no es considerada (no existe una limitante) y dependiendo del tipo de nodo, se prohíbe el despliegue de ciertas tecnologías bajo criterios con respaldo científico o por imposibilidad de caso (almacenamiento de bombeo y desaladoras solo en zonas costeras o tecnologías espaciales en nodos ubicados dentro de una ciudad). Finalmente, la nueva versión puede suplir 12 niveles de demanda a través de 21 ecuaciones de balance, enfocado mayormente al uso del hidrógeno verde.

4.2.2. Demanda

Las demandas que deben ser suplidas durante todo el periodo de modelamiento pueden ser agrupadas dentro de 4 grupos principales: Demanda eléctrica, térmica, hidrógeno y agua desalada.

En lo que respecta a la demanda de hidrógeno, se pueden diferenciar otros 2 subgrupos: Demanda nacional e internacional/exportación. Dentro de la demanda nacional, se pueden identificar las distintas presiones a las que se acondiciona el hidrógeno (GH_2) dependiendo de la aplicación que se le dé; el hidrógeno a 200 bar es propio de los usos energéticos (almacenamiento) y el consumo industrial; el hidrógeno a 350 bar es propio de los consumos mineros, vehículos de carga, buses y vehículos pesados; el hidrógeno a 700 bar es propio para el consumo en vehículos ligeros y las estaciones de llenado. Dentro de la demanda internacional o de exportación, se pueden identificar los vectores de hidrógeno que proyectan mayores desempeños para envíos de gran tamaño y las declaraciones extranjeras sobre el uso final que darían a este hidrógeno; el hidrógeno en forma líquida (LH_2); el amoníaco (NH_3); el metanol (CH_3OH o $MeOH$). Es digno de mencionarse que el metano o gas natural (CH_4), para efectos de este estudio, no se considera un vector de hidrógeno debido a la alta aplicabilidad que posee en la actualidad sin la necesidad de ser reconvertida a hidrógeno y tiene aplicaciones mayormente como combustible.

En lo que respecta a la demanda térmica, se pueden diferenciar otros 4 subgrupos: Demanda térmica de alta temperatura (procesos por sobre los $400^\circ C$), térmica de media temperatura (procesos entre los $100-400^\circ C$), térmica de baja temperatura (procesos bajo los $100^\circ C$) y ACS (Agua Caliente Sanitaria, generalmente bajo los $60^\circ C$); para efectos de este estudio, tanto la demanda térmica de alta y media temperatura tienen mas bien un uso como consumos para que funcionen ciertas tecnologías mientras que la demanda de baja temperatura refleja los consumos industriales. El ACS es específica para el consumo en forma de agua.

4.2.3. Nodos

Los nodos que conforman el modelo, como se mencionó, son los puntos donde se ubican las subestaciones eléctricas. Sin embargo, hay que destacar que estos puntos no solo serán focos de consumo a nivel eléctrico, sino que de todos los vectores de energía. Debido a esto se realizó una distinción entre los nodos bajo 2 categorías: por dimensiones espaciales y por importación de energía.

El criterio de dimensión espacial enfatiza tanto los alrededores en donde está ubicado como el acceso real que exista para exportar energía. En este estudio se pueden identificar: los nodos costeros, que son los puntos más cercanos a la costa y, por ende, acceso a agua de mar y opción de exportar; los nodos ciudad, que no permiten despliegue de tecnologías que abarquen extensas superficies de tierra, aceptando inversión de tecnologías a nivel de distribución; los nodos normales, que son todos aquellos distintos a los antes mencionados.

El criterio de importación de energía, tal como dice su nombre, son aquellos puntos en los que existe conexión a otros sistemas de energía distintos al de modelación (por ejemplo, electricidad proveniente de otras regiones por medio de líneas de alta tensión).

4.2.4. Generación renovable

Las tecnologías con perfiles de generación renovable aplicados a este estudio consideran centrales fotovoltaicas de un eje (0° de inclinación) para gran escala y techos solares a nivel residencial (10° de inclinación), comercial (10° de inclinación) e industrial (10° de inclinación) cuyos despliegue máximo se limita al total de demanda requerido en sus respectivos sectores (por ejemplo, un techo solar residencial solo puede suplir electricidad que requieran grupos residenciales, sin posibilidades de inyectar excedentes a la red).

Para la generación fotovoltaica a gran escala, se extraen 3 perfiles solares por nodo para evitar errores por toma de medidas y además abarcar mayor superficie por nodo. Por otro lado, se extrae 1 perfil solar por cada tipo de techo solar al ser nodos más específicos y tener un menor impacto en suplir demanda.

4.2.5. Unidades de almacenamiento

Comúnmente, al desarrollar la idea de unidades de almacenamiento es directo asociarlas a una futura reinyección de electricidad al sistema. Sin embargo, para efectos de este trabajo se facilitan unidades para cada vector de energía:

- Almacenamiento hidráulico de bombeo a gran escala para reinyección eléctrica.
- Baterías de Ion-Litio a gran escala para reinyección eléctrica.

- Almacenamiento de aire comprimido a gran escala para reinyección eléctrica.
- Almacenamiento de hidrógeno gaseoso en tanques presurizados a 30 bar a gran escala para su conversión en otros vectores de energía.
- Almacenamiento de hidrógeno gaseoso en tanques presurizados a 200 bar a gran escala para suplir la demanda asociada o su conversión en otros vectores de energía.
- Almacenamiento de hidrógeno gaseoso en tuberías subterráneas presurizadas a 200 bar a gran escala para suplir la demanda asociada o su conversión en otros vectores de energía.
- Almacenamiento de hidrógeno gaseoso en cavernas de sal a una presión de 200 bar a gran escala para suplir la demanda asociada o su conversión en otros vectores de energía.
- Almacenamiento de hidrógeno gaseoso en tanques presurizados a 350 bar a pequeña escala para suplir la demanda asociada.
- Almacenamiento de hidrógeno gaseoso en tanques presurizados a 700 bar a pequeña escala para suplir la demanda asociada.
- Almacenamiento de hidrógeno líquido a gran escala para suplir la demanda asociada o su conversión en otros vectores de energía.
- Almacenamiento de amoníaco a gran escala para suplir la demanda asociada o su conversión en otros vectores de energía.
- Almacenamiento de metanol a gran escala para suplir la demanda asociada o su conversión en otros vectores de energía.
- Almacenamiento de gas natural/metano a gran o pequeña escala para suplir la demanda asociada o su conversión en otros vectores de energía.
- Almacenamiento de sales fundidas a temperatura nominal de 565 °C a gran escala para reinyección eléctrica o su conversión en otros vectores de energía.
- Almacenamiento de sales fundidas a temperatura nominal de 400 °C a gran escala para reinyección eléctrica o su conversión en otros vectores de energía.
- Almacenamiento de agua a gran o pequeña escala para suplir la demanda asociada.
- Almacenamiento de agua caliente sanitaria a pequeña escala para suplir la demanda asociada.

- Almacenamiento térmico distrial de baja temperatura a mediana o pequeña escala para suplir la demanda asociada.
- Almacenamiento de dióxido de carbono a gran o mediana escala para apoyar el funcionamiento de plantas de síntesis.

4.2.6. Modos de transporte

Al igual que con las unidades de almacenamiento, en los sistemas energéticos usualmente sólo se consideran las líneas de alta tensión, ya sea en su versión clásica HVAC en corriente alterna o en versión HVDC para corriente continua cuyo uso se asocia a largas distancias. Para efectos de este informe, además de las líneas de alta tensión HVAC (mediante un costo genérico sin considerar costos de ampliación en subestaciones si fuese necesario), se dispone de otras alternativas para transportar energía:

- Líneas de alta tensión HVAC para el transporte de electricidad.
- Gasoductos a presión de trabajo de 70 bar para el transporte de hidrógeno gaseoso.
- Gasoductos a presión de trabajo de 140 bar para el transporte de hidrógeno gaseoso.
- Gasoductos de amoníaco gaseoso para el transporte del mismo.
- Acueductos para el transporte de agua desalinizada.
- Camiones con remolque refrigerado para el transporte de amoníaco líquido.
- Camiones con remolque convencional para el transporte de metanol.
- Camiones con remolque criogénico junto a una bomba para el transporte de hidrógeno líquido.
- Camiones con remolque de tubos presurizados a 200 bar para el transporte de hidrógeno gaseoso.
- Camiones con remolque de tubos presurizados a 350 bar para el transporte de hidrógeno gaseoso.
- Camiones con remolque de tubos presurizados a 500 bar para el transporte de hidrógeno gaseoso.
- Camiones con remolque de tubos presurizados a 700 bar para el transporte de hidrógeno gaseoso.
- Camiones con remolque convencional para el transporte de agua desalinizada.

4.2.7. Tecnologías de conversión

Dentro de este grupo se pueden desempeñar 2 tipos de usos: Tecnologías que funcionan como puente entre tecnologías y tecnologías que convierten un tipo de vector en otro.

Entre las tecnologías cuyo fin es hacer de puente se encuentran:

- Compresores y válvulas que se encargan de subir o bajar el nivel de presión del hidrógeno respectivamente.
- Un turboexpander que permite reducir el nivel de presión del hidrógeno desde 200 a 70 bar recuperando electricidad en el proceso.
- Plantas de licuefacción y regasificación para acondicionar o liberar el hidrógeno respectivamente.
- Unidades de síntesis y cracking tanto de amoníaco y metanol para acondicionar o liberar el hidrógeno respectivamente.
- Unidades de síntesis de metano.
- Interfaces de carga/descarga de las unidades de almacenamiento.

Entre las tecnologías cuyo fin es convertir vectores:

- Electrolizadores tipo PEM y Alcalinos tanto para el despliegue a gran escala como para su utilización en sitio, utilizando agua y electricidad para producir hidrógeno.
- Captura directa de carbono de alta y baja temperatura, utilizando electricidad y calor de baja temperatura para extraer CO_2 del ambiente.
- Desalinización con agua de mar de tipo Osmosis inversa utilizando electricidad, Instantánea multi-etapa y Destilación multi-efecto utilizando electricidad y calor de baja temperatura para producir agua desalada.
- Intercambiadores de calor, que permiten el movimiento térmico desde altas temperaturas a menores temperaturas.
- Resistencias eléctricas, que utilizan electricidad para generar calor para cada rango de temperaturas.
- Bombas de calor, que utilizan una fuente de calor (se supone existente) y electricidad para generar calor de baja temperatura o para ACS.

- Quemadores de metano que utilizan éste para generar calor para cada rango de temperaturas y quemadores de hidrógeno que utilizan el mismo para generar calor de alta o media temperatura.
- Turbinas a gas natural y de hidrógeno, que utilizan éstos para generar electricidad respectivamente.
- Celdas de combustible tipo PEM y SOFC, que utilizan hidrógeno para generar electricidad.
- Centrales de concentración solar tipo torre y de cilindro parabólico, con sus respectivas campos solares que utilizan la radiación proveniente del sol para generar calor y sus respectivas turbinas a vapor que utilizan este calor para generar electricidad.
- Colectores solares, que utilizan la radiación proveniente del sol para generar calor ACS.

Entre la variedad de tecnologías incorporadas, hay ciertas variaciones que son importantes destacar.

En las tecnologías de electrolizadores, además de distinguirse entre PEM y Alcalino, se añade la opción de producción in-situ. Esta modalidad se compone de los costos asociados a las mismas tecnologías pero a menor escala y además llevan incorporados compresores que elevan la presión a 700 bar. El propósito de esta alternativa es crear la disyuntiva sobre producir a gran escala e invertir en modos de transporte o producir a pequeña escala a nivel local pero sin la posibilidad de transportar este hidrógeno. La presión final fue seleccionada de acuerdo a las posibilidades de este tipo de despliegue en las estaciones de llenado para usos en transporte ligero. Como información adicional, la tecnología de electrolizadores libera calor al producir hidrógeno, sin embargo, por efectos de este estudio se asumirá que este calor es utilizado por el mismo y mantenerse en estado “caliente”, facilitando la flexibilidad de salida.

La tecnología Turboexpander, comúnmente utilizada como un componente más en procesos de acondicionamiento de hidrógeno, permite la reducción desde los 200 hasta los 70 bar únicamente. A diferencia de las válvulas reductoras, esta tecnología sí posee costo pero hace uso de las diferencia de presión para generar electricidad. Los niveles de presión seleccionados están ligados a algunos modos de transporte de hidrógeno y unidades de almacenamiento del mismo, por lo que las posibilidades de que sean cantidades mayores de hidrógeno circulando son mayores.

Las turbinas a gas, más comunmente asociadas el consumo de gas natural/metano para generar electricidad en circuito abierto o ciclo combinado, tienen mayores alternativas en el modelo propuesto. Como es sabido, las turbinas de circuito abierto solo generan electricidad a partir del gas ingresado mientras que las turbinas de ciclo combinado hacen uso del calor de salida para alimentar una turbina a vapor en serie. En el presente estudio, además de estas configuraciones de dispone de intercambiadores de calor que pueden hacer uso del calor de salida tanto en circuito abierto como ciclo combinado para suplir demanda térmica de baja temperatura y ACS respectivamente. Sumado a esto, a partir del año 2030 se añaden las mismas 4 configuraciones pero con la posibilidad de alimentar dichas turbinas con hidrógeno.

En las celdas de combustible tipo PEM, se disponen de 2 configuraciones. La primera es a escala de distribución y genera exclusivamente electricidad, sin dar uso al calor liberado, mientras que la segunda configuración se dispone a escala residencial y puede generar electricidad y calor para ACS.

A mayores escalas, las celdas de combustible SOFC o de estado sólido proporcionan altas temperaturas pero carecen de flexibilidad. Sin embargo, la tecnología posee la peculiaridad de poder utilizar 4 tipos de combustible con el mismo equipo: Hidrógeno a presión atmosférica, amoníaco, metanol o gas natural/metano. Esta característica puede reducir la inversión de la tecnología y mantener en operación la misma con el uso de distintos combustibles.

Para cada almacenamiento térmico de sales fundidas, se asocia un sistema de concentración solar de potencia: Para la unidad de almacenamiento a 565°C, se asocia una interfaz de carga tipo torre solar y una interfaz de descarga mediante un bloque de potencia a esa temperatura; para la unidad de almacenamiento a 400°C, se asocia una interfaz de carga tipo cilindro parabólico y una interfaz de descarga mediante un bloque de potencia a esa temperatura. Además, para cada tipo de planta de concentración solar, se realizan 3 perfiles de energía térmica absorbida por el receptor. De estos 3 perfiles se selecciona la que posea un promedio mayor a lo largo del año y se ingresa al modelo. Esta simplificación se realiza debido a la interacción que poseen las unidades de almacenamiento con sales fundidas con otras tecnologías de conversión.

Las tecnologías disponibles para generar calor se pueden resumir en quemadores de algún combustible, bombas de calor y resistencias eléctricas. La opción que otorga el modelo está en el grado de temperatura que se utilice: Para temperaturas de ACS, se pueden

todas las tecnologías a nivel residencial o local; para bajas temperaturas también se pueden utilizar todas las tecnologías pero a escala de distribución o distrital; finalmente, para altas y medianas temperaturas, se disponen de quemadores en base a metano o hidrógeno a partir del año 2030 y calor eléctrico a través de resistencias a gran escala. Lo llamativo está que en estos últimos niveles de temperatura, también se da la posibilidad de incorporar estos quemadores o resistencias acoplados a los almacenamientos térmicos de las plantas de concentración solar. Este enfoque puede mejorar el factor de planta de éstas durante el bloque de potencia y mantener caliente el almacenamiento, reparando las pérdidas de energía y regenerando la energía térmica. Más aún, esta posibilidad abre otra alternativa: Invertir únicamente en almacenamiento de sales fundidas y cargarlas únicamente mediante resistencias eléctricas o quemadores, convirtiéndose así en una auténtica Batería de Carnot.

Finalmente, el modelo permite una mayor interacción dentro de los vectores térmicos. Se disponen de 6 configuraciones distintas de intercambiadores de calor que puede hacer de nexo entre cada balance de energía térmica: El primer tipo de intercambiador de calor permite reducir la temperatura obtenida a partir de las celdas de combustible SOFC, pudiendo inyectar esta energía al balance de medianas temperaturas; el segundo y tercer tipo de intercambiador de calor pueden acoplarse con las unidades de almacenamiento de sales fundidas de CSP tipo torre solar o cilindro parabólico respectivamente, extraer calor de ésta, reducir la temperatura e inyectarla en el balance de medianas temperaturas; el cuarto y quinto tipo de intercambiador de calor funcionan de la misma manera que las anteriormente descritas, con la diferencia de reducir aún más el grado de temperatura, pudiendo inyectar esta energía en el balance térmico de bajas temperaturas; finalmente, el sexto y último tipo de intercambiador de calor es de pequeña escala y puede extraer calor de cualquier tecnología que produzca calor de baja temperatura e inyectarla con grados de temperatura reducidos al balance térmico de ACS.

4.3. Modelación matemática

A continuación se re-escribe la codificación del modelo y se describe cada uno de sus componentes, sus ecuaciones y la fundamentación detrás de su implementación.

4.3.1. Conjuntos

Los conjuntos plantean matemáticamente la escala del sistema a optimizar y la cantidad de alternativas que se proponen para resolver el problema.

Conjunto	Descripción
g	Generadores convencionales
r	Generadores renovables
ct	Tecnologías de conversión
st	Unidades de almacenamiento
b	Nodos
l	Modos de transporte
t	Tiempo
ror	Hidráulicas de pasada

Tabla 4.1: Conjunto del modelo.

4.3.2. Parámetros

Los parámetros definen las características propias de cada tecnología y las implicancias tanto económicas como técnicas que cada una manifiesta en el resultado del problema. Estas provienen de una base de datos madre, desarrollada a través de Excel.

Parámetro	Descripción
CostCapG(g)	Costo de capital generación convencional.
CostOperationVarG(g)	Costo variable de operación generación convencional.
CostOperationFixG(g)	Costo variable fijo generación convencional.
AnnuityG(g)	Anualidad generación convencional.
PMinG(g)	Capacidad mínima de generación convencional que debe ser instalada.
PMaxG(g)	Capacidad máxima de generación convencional que puede ser instalada.
MinFossilGeneration	Mínimo % de generación proveniente de centrales convencionales.
MaxFossilGeneration	Máximo % de generación proveniente de centrales convencionales.
PexistingG(b,g)	Capacidad existente de generación convencional en medidas de potencia.
CostCapR(r)	Costo de capital generación renovable.
CostOperationVarR(r)	Costo variable de operación generación renovable.
CostOperationFixR(r)	Costo variable fijo generación renovable.
AnnuityR(r)	Anualidad generación renovable.
ProfilesR(t,b,r)	Perfil de generación renovable por nodo.
TechnologyR(r)	Tipo de generación renovable.
MinCapacityPotR(b,r)	Capacidad mínima de generación renovable que debe ser instalada.
MaxCapacityPotR(b,r)	Capacidad máxima de generación renovable que puede ser instalada.

Parámetro	Descripción
PexistingR(b,r)	Capacidad existente de generación renovable en medidas de potencia.
CostCapCT(ct)	Costo de capital tecnologías de conversión.
CostOperationFixCT(ct)	Costo variable fijo tecnologías de conversión.
CostOperationConvCT(ct)	Costo variable de operación tecnologías de conversión.
AnnuityCT(ct)	Anualidad tecnologías de conversión.
etaconv(ct)	Eficiencia de carga/descarga de la unidad de almacenamiento a través de sus interfaces.
ElectricFactor(ct)	Representa el consumo/generación de electricidad en tecnologías multi-entradas/salidas vectoriales.
ThermalFactor(ct)	Representa el consumo/generación de calor en tecnologías multi-entradas/salidas vectoriales.
WaterFactor(ct)	Representa el consumo/generación de agua en tecnologías multi-entradas/salidas vectoriales.
CO ₂ Factor(ct)	Representa el consumo/generación de CO ₂ en tecnologías multi-entradas/salidas vectoriales.
CombFactor(ct)	Representa el consumo/generación de hidrógeno, metano, amoníaco o metanol en tecnologías multi-entradas/salidas vectoriales.
LossesCT(ct)	Representa las pérdidas inevitables en el proceso de conversión.
RampingUp(ct)	Máximo cambio en el flujo de energía de subida en las tecnologías de conversión entre una unidad de tiempo y la siguiente.
RampingDown(ct)	Máximo cambio en el flujo de energía de bajada en las tecnologías de conversión entre una unidad de tiempo y la siguiente.
MinCapacityPotCT(b,ct)	Capacidad mínima de tecnologías de conversión que debe ser instalada.
MaxCapacityPotCT(b,ct)	Capacidad máxima de tecnologías de conversión que puede ser instalada.
LifetimeCT(ct)	Vida útil tecnologías de conversión.
PexistingCT(b,ct)	Capacidad existente de tecnologías de conversión en medidas de potencia.
VectorCT _O (ct)	Identificador de la entidad energética consumida por ct.
VectorCT _D (ct)	Identificador de la entidad energética entregada por ct.
ProfilesCSPTower(t,b)	Perfil de generación térmica proveniente de los heliostatos por nodo.
ProfilesCSPTThrough(t,b)	Perfil de generación térmica proveniente de los espejos por nodo.
ProfilesCSPCollector(t,b)	Perfil de generación térmica proveniente de los colectores por nodo.
CostCapST(st)	Costo de capital unidades de almacenamiento.
CostOperationFixST(st)	Costo variable fijo unidades de almacenamiento.
CostOperationVarST(st)	Costo variable de operación unidades de almacenamiento.
AnnuityST(st)	Anualidad unidades de almacenamiento.

Parámetro	Descripción
MaxChargeDischarge(st)	Máximo cambio en el flujo de energía en la carga/descarga de las unidades de almacenamiento entre una unidad de tiempo y la siguiente.
VMinST(st)	Mínima energía que debe estar almacenada en cada st.
LossesST(st)	Pérdidas de energía entre una unidad de tiempo y la siguiente.
MinVolumePotST(b,st)	Capacidad mínima de unidades de almacenamiento que debe ser instalada.
MaxVolumePotST(b,st)	Capacidad máxima de unidades de almacenamiento que puede ser instalada.
Energy2PowerRatioMax(st)	Relación máxima entre la capacidad en energía de una unidad de almacenamiento y la capacidad en potencia de sus respectivas tecnologías de carga/descarga.
Energy2PowerRatioMin(st)	Relación mínima entre la capacidad en energía de una unidad de almacenamiento y la capacidad en potencia de sus respectivas tecnologías de carga/descarga.
LifetimeST(st)	Vida útil unidades de almacenamiento.
CyclesST(st)	Máxima cantidad de ciclos en una unidad de almacenamiento permitidas a lo largo de su vida útil.
VexistingST(b,st)	Capacidad existente de unidades de almacenamiento en medidas de energía.
VectorST(st)	Identificador de la entidad energética almacenada en st.
CostOperationFixRoR(ror)	Costo variable fijo hidráulicas de pasada.
PMaxRoR(ror)	Capacidad máxima de hidráulicas de pasada instalada.
ProfilesRoR(t,ror)	Perfil de generación eléctrica proveniente de hidráulicas de pasada.
BusRoR(ror)	Nodo en el cual se ubica cada hidráulica de pasada
MaxCapacityPotL(l)	Capacidad máxima de modos de transporte que puede ser instalada.
BarO(l)	Identificador del nodo de origen desde el cual el modo de transporte comienza.
BarD(l)	Identificador del nodo de destino hacia el cual el modo de transporte termina.
LossesL(l)	Representa las pérdidas energéticas incurridas al transportar la energía.
CapLExisting(l)	Capacidad existente de modos de transporte en medidas de potencia.
VectorL(l)	Identificador de la entidad energética transportada en l.
TruckCost(l)	Costo asociado a los camiones necesarios para transportar energía a través de remolques.
eCons(l)	Consumo eléctrico asociado al uso de gasoductos de hidrógeno.
fuelCons(l)	Cantidad de hidrógeno en 350 bar necesarios como combustible para impulsar los camiones.
CostCapL(l)	Costo de capital modos de transporte.
CostOperationFixL(l)	Costo variable fijo modos de transporte.
CostOperationVarL(l)	Costo variable de operación modos de transporte.

Parámetro	Descripción
AnnuityL(l)	Anualidad modos de transporte
LH2Demand(t,b)	Demanda horaria de hidrógeno en forma líquida por nodo.
ACSHeatDemand(t,b)	Demanda horaria de agua caliente sanitaria por nodo.
LTHeatDemand(t,b)	Demanda horaria de calor de baja temperatura por nodo.
DesalinationDemand(t,b)	Demanda horaria de agua desalada por nodo.
MeOHDemand(t,b)	Demanda horaria de metanol por nodo.
NH3Demand(t,b)	Demanda horaria de amoníaco por nodo.
GH2200Demand(t,b)	Demanda horaria de hidrógeno en forma gaseosa a 200 bar por nodo.
GH2350Demand(t,b)	Demanda horaria de hidrógeno en forma gaseosa a 350 bar por nodo.
GH2700Demand(t,b)	Demanda horaria de hidrógeno en forma gaseosa a 700 bar por nodo.
eDemand(t,b)	Demanda horaria de electricidad por nodo.
AutonomyDays	Cantidad de días para servicio de autonomía
EnergyCurtailedMax	Máxima energía vertida permitida como una fracción de la generación entregada.
ReserveRenewables	Reservas para generación renovable.
ReserveFast	Reservas para la central energética más grande.
CostUnservd	Costo asociado a la potencia no servida.
CostSpilled	Costo asociado a la energía vertida.
RunningCosts	Cuota anual de capacidades construidas.
CarbonTax	Impuesto verde por gases efecto invernadero.
dt	Duración del paso de tiempo (horas).
nt	Cantidad de pasos de tiempo.
ModelType	Índice para el modelo a usar.
Scenario	Índice para el escenario actual.
curyear	Valor numérico del año modelado.
CostImporte(t)	Costo asociado al importe de electricidad.
CostImportH2(t)	Costo asociado al importe de hidrógeno.
MaxImporte(t,b)	Máxima cantidad de electricidad importada permitida por nodo.
MaxImportH2(t,b)	Máxima cantidad de hidrógeno importado permitido por nodo.

Tabla 4.2: Parámetros.

4.3.3. Variables

Las variables vendrían siendo lo que se busca responder mediante el modelamiento matemático y plantear las bases que sustenten un posterior análisis.

Variable	Descripción
powerG(t,b,g)	Energía generada por g durante t por nodo b.
powerCT(t,b,ct)	Energía generada por ct durante t por nodo b.
powerR(t,b,r)	Energía generada por r durante t por nodo b.
powerRoR(t,r,r)	Energía generada por ror durante t por nodo b.
powerunserved(t,b)	Energía eléctrica no abastecida durante t por nodo b.
powerspilledR(t,b)	Energía renovable vertida durante t por nodo b.
powerspilledCSPTower(t,b)	Energía térmica vertida durante t por nodo b.
powerspilledCSPThrough(t,b)	Energía térmica vertida durante t por nodo b.
powerspilledCSPCollector(t,b)	Energía térmica vertida durante t por nodo b.
powerImportede(t,b)	Energía eléctrica importada durante t por nodo b.
powerImportedH2(t,b)	Cantidad de hidrógeno importado durante t por nodo b.
TotalGeneratedPower	Variable auxiliar generación total.
powerBimpe(t,b)	Energía eléctrica importada durante t por nodo b.
powerBexpe(t,b)	Energía eléctrica exportada durante t por nodo b.
powerBimpWater(t,b)	Volumen de agua importado durante t por nodo b mediante acueducto.
powerBexpWater(t,b)	Volumen de agua exportado durante t por nodo b mediante acueducto.
powerBimp70barGH2(t,b)	Cantidad de hidrógeno gaseoso importado a presión de 70 bar durante t por nodo b mediante gasoducto.
powerBexp70barGH2(t,b)	Cantidad de hidrógeno gaseoso exportado a presión de 70 bar durante t por nodo b mediante gasoducto.

Variable	Descripción
powerBimp140barGH2(t,b)	Cantidad de hidrógeno gaseoso importado a presión de 140 bar durante t por nodo b mediante gasoducto.
powerBexp140barGH2(t,b)	Cantidad de hidrógeno gaseoso exportado a presión de 140 bar durante t por nodo b mediante gasoducto.
powerBimpNH3(t,b)	Cantidad de amoníaco importado durante t por nodo b mediante gasoducto.
powerBexpNH3(t,b)	Cantidad de amoníaco exportado durante t por nodo b mediante gasoducto.
powerBimpTruckWater(t,b)	Volumen de agua importado durante t por nodo b mediante remolque.
powerBexpTruckWater(t,b)	Volumen de agua exportado durante t por nodo b mediante remolque.
powerBimpTruck200barGH2(t,b)	Cantidad de hidrógeno gaseoso importado a presión de 200 bar durante t por nodo b mediante remolque.
powerBexpTruck200barGH2(t,b)	Cantidad de hidrógeno gaseoso exportado a presión de 200 bar durante t por nodo b mediante remolque.
powerBimpTruck350barGH2(t,b)	Cantidad de hidrógeno gaseoso importado a presión de 350 bar durante t por nodo b mediante remolque.
powerBexpTruck350barGH2(t,b)	Cantidad de hidrógeno gaseoso exportado a presión de 350 bar durante t por nodo b mediante remolque.
powerBimpTruck500barGH2(t,b)	Cantidad de hidrógeno gaseoso importado a presión de 500 bar durante t por nodo b mediante remolque.
powerBexpTruck500barGH2(t,b)	Cantidad de hidrógeno gaseoso exportado a presión de 500 bar durante t por nodo b mediante remolque.
powerBimpTruck700barGH2(t,b)	Cantidad de hidrógeno gaseoso importado a presión de 700 bar durante t por nodo b mediante remolque.
powerBexpTruck700barGH2(t,b)	Cantidad de hidrógeno gaseoso exportado a presión de 700 bar durante t por nodo b mediante remolque.
powerBimpTruckNH3(t,b)	Cantidad de amoníaco importado durante t por nodo b mediante remolque.
powerBexpTruckNH3(t,b)	Cantidad de amoníaco exportado durante t por nodo b mediante remolque.

Variable	Descripción
$\text{powerBimpTruckLH2}(t,b)$	Cantidad de hidrógeno líquido importado durante t por nodo b mediante remolque.
$\text{powerBexpTruckLH2}(t,b)$	Cantidad de hidrógeno líquido exportado durante t por nodo b mediante remolque.
$\text{powerBimpTruckMeOH}(t,b)$	Cantidad de metanol importado durante t por nodo b mediante remolque.
$\text{powerBexpTruckMeOH}(t,b)$	Cantidad de metanol exportado durante t por nodo b mediante remolque.
$\text{powerLpos}(t,l)$	Flujo de energía del modo de transporte l (positivo, es decir, desde a hacia b).
$\text{powerLneg}(t,l)$	Flujo de energía del modo de transporte l (negativo, es decir, desde b hacia a).
$\text{powerLlosses}(t,l)$	Pérdida de energía del modo de transporte l .
$\text{autonomyST}(t,b,st)$	Variable auxiliar para servicio de autonomía.
$\text{reserveOperatingReq}(t)$	Reservas en operación requeridas del sistema.
$\text{reserveFrequencyReq}(t)$	Reservas en frecuencia requeridas del sistema.
$\text{reserveFrequencyCT}(t,b,ct)$	Reservas en frecuencia ofrecidas por ct .
$\text{reserveFrequencyG}(t,b,g)$	Reservas en frecuencia ofrecidas por g .
$\text{reserveOperatingCT}(t,b,ct)$	Reservas en operación ofrecidas por ct .
$\text{reserveOperatingG}(t,b,g)$	Reservas en operación ofrecidas por g .
$\text{storedST}(t,b,st)$	Energía almacenada por st durante t .
$\text{vIniST}(b,st)$	Energía almacenada por st durante $t=1$.
$\text{vFinST}(b,st)$	Energía almacenada por st durante $t=t_{final}$.
$\text{vLossST}(t,b,st)$	Pérdidas de energía por st durante t .
$\text{pR}(b,r)$	Nueva capacidad invertida en generación renovable en medidas de potencia.
$\text{pG}(b,g)$	Nueva capacidad invertida en generación convencional en medidas de potencia.
$\text{pL}(l)$	Nueva capacidad invertida en modos de transporte en medidas de potencia.
$\text{pCT}(b,ct)$	Nueva capacidad invertida en tecnologías de conversión en medidas de potencia.
$\text{eST}(b,st)$	Nueva capacidad invertida en unidades de almacenamiento en medidas de energía.
IC_t	Costo de inversión total.
IC_r	Costo total de inversión renovable.
IC_g	Costo total de inversión en generación convencional.
IC_{ct}	Costo total de inversión en tecnologías de conversión.
IC_s	Costo total de inversión en unidades de almacenamiento.

Variable	Descripción
IC_l	Costo total de inversión en modos de transporte.
OC_t	Costo de operación y mantenimiento total.
OC_r	Costo variable total renovable.
OC_g	Costo variable total en generación convencional.
OC_{ct}	Costo variable total en tecnologías de conversión.
OC_s	Costo variable total en unidades de almacenamiento.
OC_l	Costo variable total en modos de transporte.
OC_o	Costo variable asociado al vertimiento de energía y potencia no servida.
OCf_o	Costo variable fijo total en generación renovable, convencional e hidráulicas de pasada.
OCf_{ct}	Costo variable fijo total en tecnologías de conversión.
OCf_s	Costo variable fijo total en unidades de almacenamiento.
OCf_l	Costo variable fijo total en modos de transporte.
Emmissions	Costo total asociado al impuesto verde por emisiones de CO_2 .
TruckFuelCons(t,b)	Cantidad de hidrógeno gaseoso en 350 bar como combustible durante t por nodo b.

Tabla 4.3: Variables.

4.3.4. Cálculo de escalares

El código inicia calculando ciertos escalares que son útiles para simplificar ecuaciones posteriores. La ecuación 4.1 calcula la fracción de año que representa la cantidad de tiempo ingresada. La ecuación 4.2 re-escala los días de autonomía ingresados a resolución horaria.

$$FractionOfYear = \frac{dt \cdot nt}{8760} \quad (4.1)$$

$$AutonomyHours = AutonomyDays \cdot 24 \quad (4.2)$$

Por otro lado, desde la ecuación 4.3 hasta la 4.32, se calcula primeramente la demanda total a lo largo de todo el periodo de tiempo, seguido de la demanda promedio y finalmente el servicio de autonomía requerido como la ponderación de la demanda promedio y las horas de autonomía equivalentes para cada una de las demandas ingresadas al modelo.

$$eTotalDemand = \sum_{(t,b)} [eDemand \cdot dt] \quad (4.3)$$

$$eAverageDemand = \frac{eTotalDemand}{nt} \quad (4.4)$$

$$eAutonomy = AutonomyHours \cdot eAverageDemand \quad (4.5)$$

$$LH2TotalDemand = \sum_{(t,b)} [LH2Demand \cdot dt] \quad (4.6)$$

$$LH2AverageDemand = \frac{LH2TotalDemand}{nt} \quad (4.7)$$

$$LH2Autonomy = AutonomyHours \cdot LH2AverageDemand \quad (4.8)$$

$$ACSHHeatTotalDemand = \sum_{(t,b)} [ACSHHeatDemand \cdot dt] \quad (4.9)$$

$$ACSHHeatAverageDemand = \frac{ACSHHeatTotalDemand}{nt} \quad (4.10)$$

$$ACSHHeatAutonomy = AutonomyHours \cdot ACSHHeatAverageDemand \quad (4.11)$$

$$LTHHeatTotalDemand = \sum_{(t,b)} [LTHHeatDemand \cdot dt] \quad (4.12)$$

$$LTHHeatAverageDemand = \frac{LTHHeatTotalDemand}{nt} \quad (4.13)$$

$$LTHHeatAutonomy = AutonomyHours \cdot LTHHeatAverageDemand \quad (4.14)$$

$$DesalinationTotalDemand = \sum_{(t,b)} [DesalinationDemand \cdot dt] \quad (4.15)$$

$$DesalinationAverageDemand = \frac{DesalinationTotalDemand}{nt} \quad (4.16)$$

$$DesalinationAutonomy = AutonomyHours \cdot DesalinationAverageDemand \quad (4.17)$$

$$MeOHTotalDemand = \sum_{(t,b)} [MeOHDemand \cdot dt] \quad (4.18)$$

$$MeOHAverageDemand = \frac{MeOHTotalDemand}{nt} \quad (4.19)$$

$$MeOHAutonomy = AutonomyHours \cdot MeOHAverageDemand \quad (4.20)$$

$$NH3TotalDemand = \sum_{(t,b)} [NH3Demand \cdot dt] \quad (4.21)$$

$$NH3AverageDemand = \frac{NH3TotalDemand}{nt} \quad (4.22)$$

$$NH3Autonomy = AutonomyHours \cdot NH3AverageDemand \quad (4.23)$$

$$GH2200TotalDemand = \sum_{(t,b)} [GH2200Demand \cdot dt] \quad (4.24)$$

$$GH2200AverageDemand = \frac{GH2200TotalDemand}{nt} \quad (4.25)$$

$$GH2200Autonomy = AutonomyHours \cdot GH2200AverageDemand \quad (4.26)$$

$$GH2350TotalDemand = \sum_{(t,b)} [GH2350Demand \cdot dt] \quad (4.27)$$

$$GH2350AverageDemand = \frac{GH2350TotalDemand}{nt} \quad (4.28)$$

$$GH2350Autonomy = AutonomyHours \cdot GH2350AverageDemand \quad (4.29)$$

$$GH2700TotalDemand = \sum_{(t,b)} [GH2700Demand \cdot dt] \quad (4.30)$$

$$GH2700AverageDemand = \frac{GH2700TotalDemand}{nt} \quad (4.31)$$

$$GH2700Autonomy = AutonomyHours \cdot GH2700AverageDemand \quad (4.32)$$

4.3.5. Función objetivo

La función objetivo planteada en el presente estudio busca minimizar los costos totales asociados tanto a los costos de inversión anualizados como a los costos operacionales variables y fijos (mantenimiento y costos anuales independientes de la producción representados como un porcentaje de la inversión). Además, el modelo puede responder la disyuntiva sobre qué ruta es más económica: Si suplir la demanda de forma local o mediante la importación de electricidad o hidrógeno en determinados nodos.

$$\begin{aligned} Min \quad & IC_t + OC_t + \sum_{(t,b)} \left[\frac{powerImportede(t,b) \cdot CostImporte(t)}{1000} \right] + \\ & \sum_{(t,b)} [powerImportedH2(t, b) \cdot CostImportH2(t)] \end{aligned} \quad (4.33)$$

Seguido a esto, la ecuación 4.34 especifica el contenido de los costos totales de inversión y la ecuación 4.40 el contenido de los costos totales operacionales tanto variables como fijos.

$$IC_t = FractionOfYear \cdot [IC_r + IC_g + IC_{ct} + IC_s + IC_l] \quad (4.34)$$

Desde la ecuación 4.35 hasta la 4.39 se presentan los calculos anualizados de la inversión, presentando costos que se obtendrían si el plazo de inversión de los activos fuera de un año. Es destacable notar que en la ecuación 4.39 existe un término extra asociado al costo del componente motor de los camiones debido a que este costo está basado en un TCO (Total Cost of Ownership) publicado por las predicciones de IRENA. Como tal, este valor representa el costo de adquisición sumado al costo de operarlo durante su vida útil. La idea de ello es tener en cuenta el costo total en el que se incurre para operar el activo y no solo el costo inicial de adquisición y, por lo tanto, ya se encuentra anualizado.

$$IC_r = \sum_{(b,r)} [AnnuityR(r) \cdot CostCapR(r) \cdot pR(r)] \quad (4.35)$$

$$IC_g = \sum_{(b,r)} [AnnuityG(g) \cdot CostCapG(g) \cdot pG(g)] \quad (4.36)$$

$$IC_{ct} = \sum_{(b,ct)} [AnnuityCT(ct) \cdot CostCapCT(ct) \cdot pCT(ct)] \quad (4.37)$$

$$IC_s = \sum_{(b,st)} [AnnuityST(st) \cdot CostCapST(st) \cdot eST(st)] \quad (4.38)$$

$$IC_l = \sum_{(l)} [(AnnuityL(l) \cdot CostCapL(l) + TruckCost(l)) \cdot pL(l)] \quad (4.39)$$

De la ecuación 4.41 a la 4.45 se presentan los costos variables de operación, que son completamente dependientes de la salida resultante en cada periodo de tiempo de cada conjunto de tecnologías. En particular, de la ecuación 4.41 a la 4.43 es en función de la potencia de salida, en la ecuación 4.44 en función de la energía almacenada en el tiempo y la ecuación 4.45 en función del flujo energético neto en el tiempo. Dentro de este tipo de costos, en la ecuación 4.46 se pueden apreciar aquellos costos asociados a penalizaciones que se aplican en caso de que exista potencia no servida (no se alcanza a suplir la demanda en cierto intervalo de tiempo) o exista energía vertida (sobreinversión renovable). Finalmente, la ecuación 4.47 está ligada al impuesto verde sobre las emisiones de gases efecto invernadero que implican algunas tecnologías de conversión en función de la salida. Este último se divide por 1000 debido a que el costo presentado está en el orden de los MW, mientras que el modelo desarrolla sus ecuaciones en el orden de los kW.

$$OC_t = [OC_r + OC_g + OC_{ct} + OC_s + OC_l + OC_o + OC_{f_o} + OC_{f_s} + OC_{f_{ct}} + OC_{f_l} + Emmissions] \quad (4.40)$$

$$OC_r = \sum_{(t,b,r)} [CostOperationVarR(r) \cdot powerR(t,b,r) \cdot dt] \quad (4.41)$$

$$OC_g = \sum_{(t,b,g)} [CostOperationVarG(g) \cdot powerG(t,b,g) \cdot dt] \quad (4.42)$$

$$OC_{ct} = \sum_{(t,b,ct)} [CostOperationVarCT(ct) \cdot powerCT(t,b,ct) \cdot dt] \quad (4.43)$$

$$OC_s = \sum_{(t,b,st)} [CostOperationVarST(st) \cdot storedST(t,b,st) \cdot dt] \quad (4.44)$$

$$OC_l = \sum_{(t,l)} [CostOperationVarL(l) \cdot (powerLpos(t,l) - powerLneg(t,l)) \cdot dt] \quad (4.45)$$

$$OC_o = \sum_{(t,b)} [CostSpilled \cdot (powerspilledR(t,b) + powerspilledCSPCollector(t,b) + powerspilledCSPTower(t,b) + powerspilledCSPTthrough(t,b)) \cdot dt] + \sum_{(t,b)} [CostUnservd \cdot powerunserved(t,b) \cdot dt] \quad (4.46)$$

$$Emmissions = \sum_{(t,b)} \left[\frac{CarbonTax}{1000} \cdot \sum_{(g)} [powerG(t,b,g)] \cdot 0.833333] + powerCT(t,b,ct84') \cdot 8.4947 + [powerCT(t,b,ct106') + powerCT(t,b,ct107') + powerCT(t,b,ct108') + powerCT(t,b,ct109')] \cdot 0.4768 + powerCT(t,b,ct118') \cdot 0.03 + [powerCT(t,b,ct123') + powerCT(t,b,ct126')] \cdot 0.185 + [powerCT(t,b,ct127') + powerCT(t,b,ct130') + powerCT(t,b,ct131') + powerCT(t,b,ct132')] \cdot 0.227 \cdot dt \quad (4.47)$$

Ya en la última categoría a minimizar, los costos operacionales fijos, asociados generalmente a mantenimiento y costos anuales independientes de la producción representados como un porcentaje de la inversión, se ven presentados desde la ecuación 4.48 a la 4.48 como un ponderado entre su respectivo costo y la capacidad instalada total al final de cada tiempo (existente sumado a la nueva inversión) para cada conjunto. Nuevamente, es importante notar que aquellos parámetros que se encuentren multiplicados por 1000 es debido a la escala de entrada en MW y ser ajustados a escala kW.

$$OCf_o = \sum_{(b,g)} [CostOperationFixG(g) \cdot (pG(b,g) + [PexistingG(b,g) \cdot 1000])] + \sum_{(b,r)} [CostOperationFixR(r) \cdot (pR(b,r) + [PexistingR(b,r) \cdot 1000])] + \sum_{(ror)} [CostOperationFixRoR(ror) \cdot [PMaxRoR(ror) \cdot 1000]] \quad (4.48)$$

$$OCf_{ct} = \sum_{(b,ct)} [CostOperationFixCT(ct) \cdot (pCT(b,ct) + PexistingCT(b,ct))] \quad (4.49)$$

$$OCf_s = \sum_{(b,st)} [CostOperationFixST(st) \cdot (eST(b, st) + VexistingST(b, st))] \quad (4.50)$$

$$OCf_l = \sum_{(l)} [CostOperationFixL(l) \cdot (pL(l) + CapLExisting(l))] \quad (4.51)$$

4.3.6. Generación convencional, renovables e hidráulicas de pasada

En lo que respecta a gran parte de la generación eléctrica, la ecuación 4.52 y 4.53 presentan la máxima y mínima inversión posible para las centrales renovables considerando la capacidad ya existente. La ecuación 4.54 da cuenta de que no es posible instalar nueva capacidad en generación convencional (típicamente contaminante), enfatizando el enfoque 100 % renovable del modelo.

$$pR(b, r) \leq MaxCapacityPotR(r) - (PexistingR(b, r) \cdot 1000) \quad (4.52)$$

$$pR(b, r) \geq MinCapacityPotR(r) \cdot 1000 \quad (4.53)$$

$$pG(b, g) = 0 \quad (4.54)$$

Luego, en consecuencia de lo anteriormente mencionado, la potencia entregada en cada tiempo para las generadoras convencionales se ve limitada únicamente a la capacidad instalada ya existente mediante las ecuaciones eqn:55 y eqn:56.

$$powerG(t, b, g) \leq PexistingG(b, g) \cdot 1000 \quad (4.55)$$

$$powerG(t, b, g) \geq 0 \quad (4.56)$$

Las ecuaciones 4.57 y 4.61 limitan la salida horaria de la generación de hidráulicas de pasada y generación renovable respectivamente mediante la capacidad total instalada (existente sumada a la nueva) ponderada al factor unitario que se presenta en los perfiles de generación para cada una de las tecnologías. El factor unitario al que se hace referencia se obtiene dividiendo la salida obtenida mediante simulación en SAM, con la capacidad de diseño de dicha planta, obteniéndose valores entre 0 y 1 normalmente, excepto aquellas tecnologías que tengan salida máxima mayor a la nominal durante un intervalo de tiempo. Posteriormente, la ecuación 4.58 suma la salida de la generación renovable, convencional e hidráulicas de pasada para ser utilizadas en las ecuaciones 4.59 y 4.60, donde se plantea un

mínimo y máximo porcentaje del total generado que tiene permitido generar las centrales convencionales como medida de reducir el uso de éstas. Sin embargo, en este estudio no existirá limitante alguna para la generación de estas tecnologías siempre considerando que no se permite nueva inversión de ellas y se asuman los costos asociados a impuestos verdes (mínimo es 0 y el máximo es 1).

$$powerRoR(t, ror) \leq ProfilesRoR(t, ror) \cdot PMaxRoR(ror) \cdot 1000 \quad (4.57)$$

$$TotalGeneratedPower = \sum_{(t,b,g)} [powerG(t, b, g)] + \sum_{(t,b,r)} [powerR(t, b, r)] + \sum_{(t,ror)} [powerRoR(t, ror)] \quad (4.58)$$

$$\sum_{(t,b,g)} [powerG(t, b, g)] \geq MinFossilGeneration \cdot TotalGeneratedPower \quad (4.59)$$

$$\sum_{(t,b,g)} [powerG(t, b, g)] \leq MaxFossilGeneration \cdot TotalGeneratedPower \quad (4.60)$$

$$powerR(t, b, r) \leq ProfilesR(t, b, r) \cdot [pR(b, r) + (PexistingR(b, r) \cdot 1000)] \quad (4.61)$$

La ecuación 4.62 calcula el total de energía vertida de cada generador renovable para cada tiempo y nodo del sistema. El cálculo realizado contempla la diferencia entre la generación que ofrece el contexto medioambiental (radiación solar en este caso) y la generación que efectivamente se realiza. Siguiendo la misma línea, la ecuación 4.63 impone un máximo sobre el total de energía vertida al término del periodo de optimización como un porcentaje de la generación renovable total disponible.

$$powerspilledR(t, b) = \sum_{(r)} [ProfilesR(t, b, r) \cdot [pR(b, r) + (PexistingR(b, r) \cdot 1000)]] - \sum_{(r)} [powerR(t, b, r)] \quad (4.62)$$

$$\sum_{(t,b)} [powerspilledR(t, b)] \leq EnergyCurtailedMax \cdot \sum_{(t,b,r)} [ProfilesR(t, b, r) \cdot [pR(b, r) + (PexistingR(b, r) \cdot 1000)]] \quad (4.63)$$

4.3.7. Generación concentración solar de potencia

Similar a la generación renovable, las centrales de concentración solar siguen la misma lógica para cada una de las tecnologías que ofrece el modelo: CSP de torre solar, CSP de cilindro parabólico y CSP colectores solares para agua caliente sanitaria. Las ecuaciones

4.64, 4.67 y 4.70 limitan la cantidad de calor que pueden inyectar a la central termosolar a través de los heliostatos, espejos y colectores respectivamente a partir de la capacidad total instalada y el perfil que ofrece el contexto espacial de cada nodo y tiempo. Seguido a ello, las ecuaciones 4.65, 4.68 y 4.71 calculan la energía térmica vertida por los espejos, realizando la misma diferencia entre la salida que ofrecen las condiciones climáticas de cada nodo y lo que realmente se genera respectivamente. Finalmente, las ecuaciones 4.66, 4.69 y 4.72 limitan la cantidad de energía térmica vertida en la misma fracción que en las generadoras renovables respectivamente.

$$powerCT(t, b, ct150') \leq ProfilesCSPTower(t, b) \cdot [pCT(b, ct150') + PexistingCT(b, ct150')] \quad (4.64)$$

$$powerspilledCSPTower(t, b) = \sum_{(ct)} [ProfilesCSPTower(t, b) \cdot [pCT(b, ct150') + PexistingCT(b, ct150')]] - \sum_{(ct)} [powerCT(t, b, ct150')] \quad (4.65)$$

$$\sum_{(t,b)} [powerspilledCSPTower(t, b)] \leq EnergyCurtailedMax \cdot \sum_{(t,b,ct)} [ProfilesCSPTower(t, b) \cdot [pCT(b, ct150') + PexistingCT(b, ct150')]] \quad (4.66)$$

$$powerCT(t, b, ct151') \leq ProfilesCSPTthrough(t, b) \cdot [pCT(b, ct151') + PexistingCT(b, ct151')] \quad (4.67)$$

$$powerspilledCSPTthrough(t, b) = \sum_{(ct)} [ProfilesCSPTthrough(t, b) \cdot [pCT(b, ct151') + PexistingCT(b, ct151')]] - \sum_{(ct)} [powerCT(t, b, ct151')] \quad (4.68)$$

$$\sum_{(t,b)} [powerspilledCSPTthrough(t, b)] \leq EnergyCurtailedMax \cdot \sum_{(t,b,ct)} [ProfilesCSPTthrough(t, b) \cdot [pCT(b, ct151') + PexistingCT(b, ct151')]] \quad (4.69)$$

$$powerCT(t, b, ct120') \leq ProfilesCSPCollector(t, b) \cdot [pCT(b, ct120') + PexistingCT(b, ct120')] \quad (4.70)$$

$$powerspilledCSPCollector(t, b) = \sum_{(ct)} [ProfilesCSPCollector(t, b) \cdot [pCT(b, ct120') + PexistingCT(b, ct120')]] - \sum_{(ct)} [powerCT(t, b, ct120')] \quad (4.71)$$

$$\sum_{(t,b)} [powerspilledCSPCollector(t, b)] \leq EnergyCurtailedMax \cdot \sum_{(t,b,ct)} [ProfilesCSPCollector(t, b) \cdot [pCT(b, ct120') + PexistingCT(b, ct120')]] \quad (4.72)$$

4.3.8. Sistemas de almacenamiento

Como norma general, en los sistemas de almacenamiento las pérdidas asociadas a la carga y descarga de energía, así como la extracción de ella en casos especiales las asume la tecnología de almacenamiento de por sí, es decir, la unidad debe ser lo suficientemente masiva para considerar estas pérdidas y no las tecnologías que se encargan de cargar/descargar o extraer la energía.

Para las unidades de almacenamiento, la ecuación 4.73 y 4.74 restringe la nueva inversión energética a la diferencia entre lo máximo que se ingresa al modelo y la capacidad ya existente, y además el mínimo que debe ser instalado.

$$eST(b, st) \leq MaxVolumePotST(st) - VexistingST(b, st) \quad (4.73)$$

$$eST(b, st) \geq MinVolumePotST(st) \quad (4.74)$$

La ecuación 4.75 representa el inventario en las unidades de almacenamiento. La ecuación aplica hasta el penúltimo periodo de tiempo modelado, dado que el almacenamiento por sobre el último periodo es irrelevante. Dentro del mismo, se hace mención a que la energía almacenada para el siguiente periodo es equivalente a lo almacenado en el tiempo presente, restado a las pérdidas de energía que posee la tecnología por hora de almacenamiento, sumado a la cantidad de energía cargada ponderada con la eficiencia asociada y restado a la cantidad de energía descargada dividida con la eficiencia asociada. El resto de términos que se pueden observar en la ecuación, hacen referencia a los casos especiales de sales fundidas a 565 °C (caso torre solar) y 400°C (caso cilindro parabólico). En estos casos, sumado a lo anterior, se agrega el calor que puede ser proporcionado mediante quemadores o calor eléctrico, se agrega el calor que puede ser extraído por los intercambiadores de calor, se ingresa el consumo asociado al uso de turbinas a vapor para ambos casos y generar electricidad y, por último, la cantidad de calor vertido por los espejos en ambos casos.

$$\begin{aligned}
& [storedST(t + 1, b, st)^{si \ t \leq (\#t-1)}] = storedST(t + 1, b, st) - vLossST(t, b, st) - \\
& [powerspilledCSPTower(t, b)^{si \ st=14}] - [powerspilledCSPTthrough(t, b)^{si \ st=15}] + \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=VectorST(st)} [(powerCT(t, b, ct) \cdot etaconv(ct)) \cdot dt] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=VectorST(st) \ \& \ \neq 35 \ \& \ \neq 36} \left[\left(\frac{powerCT(t, b, ct)}{etaconv(ct)} \right) \cdot dt \right] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=VectorST(st) \ \& \ =35} \left[\left(\frac{powerCT(t, b, ct)}{LossesCT(ct)} \right) \cdot dt \right] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=VectorST(st) \ \& \ =36} \left[\left(\frac{powerCT(t, b, ct)}{LossesCT(ct)} \right) \cdot dt \right] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ st=14 \ \& \ VectorCT_O(st)=535} \left[\left(\frac{powerCT(t, b, ct)}{ElectricFactor(ct)} \right) \cdot dt \right] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ st=15 \ \& \ VectorCT_O(st)=536} \left[\left(\frac{powerCT(t, b, ct)}{ElectricFactor(ct)} \right) \cdot dt \right]
\end{aligned} \quad (4.75)$$

Luego de la ecuación principal, las ecuaciones 4.76, 4.77 y 4.78 plantean las condiciones iniciales a las que se someten todas las unidades de almacenamiento, donde se explicita que todas las unidades inician cargadas bajo la condición de que para el último periodo se debe reponer o superar la energía inicial.

$$[storedST(t, b, st)^{si \ t=1}] = vIniST(b, st) \quad (4.76)$$

$$[storedST(t, b, st)^{si \ t=t_{final}}] = vFinST(b, st) \quad (4.77)$$

$$[vFinST(b, st)^{si \ st \neq 19}] \geq vIniST(b, st) \quad (4.78)$$

Las ecuaciones 4.79 y 4.80 calculan la fracción del total almacenado que se manifiesta a través de pérdidas. En teoría, como las unidades inician su operación cargadas al máximo debiese existir una pérdida desde $t=1$, sin embargo, dado que mantener estas pérdidas en el tiempo inicial causan malas interpretaciones en los resultados (pérdidas de energía cuando no existe inversión), se decidió simplificar el problema aplicando las pérdidas desde el periodo próximo al inicial.

$$[vLossST(t, b, st)^{a \ partir \ de \ (t-1)}] = storedST(t, b, st) \cdot \frac{LossesST(st)}{24} \cdot dt \quad (4.79)$$

$$[vLossST(t, b, st)^{si \ t=1}] = 0 \quad (4.80)$$

Desde la ecuación 4.81 hasta la 4.84, se limita el máximo y mínima cantidad de energía que puede ser almacenada para todas las unidades de almacenamiento y el caso especial del almacenamiento de CO_2 . Las ecuaciones dictan que no se puede almacenar más de la capacidad existente sumada a la nueva inversión y que para todos los periodos de tiempo debe permanecer al menos una fracción mínima de la capacidad total instalada. En el caso CO_2 , la energía de almacenamiento posible se limita al 20% de la nueva inversión (el límite instalado anteriormente está lleno).

$$[storedST(t, b, st)^{si \ st \neq 19}] \leq eST(b, st) + VexistingST(b, st) \quad (4.81)$$

$$[storedST(t, b, st)^{si \ st=19}] \leq 0.2 \cdot eST(b, st) \quad (4.82)$$

$$[storedST(t, b, st)^{si \ st \neq 19}] \geq VMinST(st) \cdot [eST(b, st) + VexistingST(b, st)] \quad (4.83)$$

$$[storedST(t, b, st)^{si \ st=19}] \geq VMinST(st) \cdot [eST(b, st)] \quad (4.84)$$

A partir de la ecuación 4.85, se desarrolla el concepto de ratio entre la capacidad instalada de las unidades de almacenamiento y la capacidad instalada asociada a la carga y descarga de éstas. El cálculo se centra en la condición de que para instalar nueva capacidad en almacenamiento, se debe invertir además como mínimo una proporción y como máximo otra proporción de los sistemas de carga/descarga que conectan con la unidad de almacenamiento. La ecuación 4.85 y 4.86 dictan la proporción máxima en los sistemas de carga y descarga respectivamente para la mayoría de unidades de almacenamiento, mientras que las ecuaciones 4.89 y 4.90 dictan la proporción mínima en los sistemas de carga y descarga respectivamente. Entre los casos especiales, las ecuaciones 4.87 y 4.88 atienden la proporción máxima entre el almacenamiento de sales fundidas para 565°C y 400°C respectivamente y sus bloques de potencia (turbinas a vapor), y el caso del almacenamiento de CO_2 que se rige por la proporción mínima establecida en las ecuaciones 4.91 y 4.92 para la carga y descarga respectivamente. El motivo de que se realizan todas estas distinciones, en especial como se observa en las ecuaciones 4.85 y 4.86, es que hay tecnologías que comparten el mismo vector de destino/origen que aquellas tecnologías cuya función es hacer de nexo entre el almacenamiento y la carga/descarga de energía, como lo son los quemadores que suman calor al almacenamiento de sales fundidas o los intercambiadores que extraen calor de ellas, las cuales no tienen la obligación de seguir estas proporciones.

$$\sum_{(ct)}^{si \text{ Vector}CT_D(ct)=\text{Vector}ST(st) \ \& \ ct \neq 131 \ \& \ \neq 132 \ \& \ \neq 134 \ \& \ \neq 135 \ \& \ \neq 137 \ \& \ \neq 138 \ \& \ \neq 139 \ \& \ \neq 140 \ \& \ \neq 141 \ \& \ \neq 142 \ \& \ \neq 143 \ \& \ \neq 144} [[eST(b, st) + VexistingST(b, st)]^{si \ st \neq 19}] \leq Energy2PowerRatioMax(st) \cdot [pCT(b, ct) + PexistingCT(b, ct)] \quad (4.85)$$

$$\sum_{(ct)}^{si \ \text{Vector}CT_O(ct)=\text{Vector}ST(st) \ \& \ ct \neq 131 \ \& \ \neq 132 \ \& \ \neq 134 \ \& \ \neq 135 \ \& \ \neq 137 \ \& \ \neq 138 \ \& \ \neq 139 \ \& \ \neq 140 \ \& \ \neq 141 \ \& \ \neq 142 \ \& \ \neq 143 \ \& \ \neq 144} [[eST(b, st) + VexistingST(b, st)]^{si \ st \neq 19 \ \& \ \neq 14 \ \& \ \neq 15}] \leq Energy2PowerRatioMax(st) \cdot [pCT(b, ct) + PexistingCT(b, ct)] \quad (4.86)$$

$$[[eST(b, st) + VexistingST(b, st)]^{si \ st=14}] \leq Energy2PowerRatioMax(st) \cdot \sum_{(ct)}^{si \ \text{Vector}CT_O(ct)=535} [pCT(b, ct) + PexistingCT(b, ct)] \quad (4.87)$$

$$[[eST(b, st) + VexistingST(b, st)]^{si \ st=15}] \leq Energy2PowerRatioMax(st) \cdot \sum_{(ct)}^{si \ \text{Vector}CT_O(ct)=536} [pCT(b, ct) + PexistingCT(b, ct)] \quad (4.88)$$

$$\sum_{(ct)}^{si} \text{Vector}CT_D(ct)=\text{Vector}ST(st) \ \& \ ct \neq 131 \ \& \ \neq 132 \ \& \ \neq 134 \ \& \ \neq 135 \ \& \ \neq 137 \ \& \ \neq 138 \ \& \ \neq 139 \ \& \ \neq 140 \ \& \ \neq 141 \ \& \ \neq 142 \ \& \ \neq 143 \ \& \ \neq 144$$

$$[[eST(b, st) + VexistingST(b, st)]^{si \ st \neq 19}] \geq \text{Energy2PowerRatioMin}(st) \cdot$$

$$[pCT(b, ct) + PexistingCT(b, ct)] \quad (4.89)$$

$$\sum_{(ct)}^{si} \text{Vector}CT_O(ct)=\text{Vector}ST(st) \ \& \ ct \neq 131 \ \& \ \neq 132 \ \& \ \neq 134 \ \& \ \neq 135 \ \& \ \neq 137 \ \& \ \neq 138 \ \& \ \neq 139 \ \& \ \neq 140 \ \& \ \neq 141 \ \& \ \neq 142 \ \& \ \neq 143 \ \& \ \neq 144$$

$$[[eST(b, st) + VexistingST(b, st)]^{si \ st \neq 19 \ \& \ \neq 14 \ \& \ \neq 15}] \geq \text{Energy2PowerRatioMin}(st) \cdot$$

$$[pCT(b, ct) + PexistingCT(b, ct)] \quad (4.90)$$

$$\sum_{(ct)}^{si} \text{Vector}CT_D(ct)=\text{Vector}ST(st)$$

$$[[0.2 \cdot eST(b, st)]^{si \ st=19}] \geq \text{Energy2PowerRatioMin}(st) \cdot$$

$$[pCT(b, ct) + PexistingCT(b, ct)] \quad (4.91)$$

$$\sum_{(ct)}^{si} \text{Vector}CT_O(ct)=\text{Vector}ST(st)$$

$$[[0.2 \cdot eST(b, st)]^{si \ st=19}] \geq \text{Energy2PowerRatioMin}(st) \cdot$$

$$[pCT(b, ct) + PexistingCT(b, ct)] \quad (4.92)$$

Posteriormente, sumado a las proporciones antes mencionadas, entre la ecuación 4.93 y la ecuación 4.95 se intenta proteger la calidad de las instalaciones a lo largo de su operación mediante una máxima cantidad permitida de ciclados por cada unidad de almacenamiento y los casos especiales de sales fundidas en 565°C y 400°C. El concepto de ciclado hace referencia a la sucesión de una descarga seguida por una recarga hasta recuperar la energía que se consumió en los sistemas de almacenamiento. Esta protección se representa matemáticamente limitando la salida máxima de las tecnologías de descarga asociadas a cada almacenamiento a una fracción de la capacidad total instalada de las unidades de almacenamiento por nodo. Esta fracción está dada por la ponderación entre el número de ciclos, que aseguran la durabilidad del equipo y no incurrir en desgastes adicionales, y la relación entre la fracción de año que se ingresa al modelo y la vida útil de la tecnología de almacenamiento.

$$\sum_{(t,ct)}^{si} \text{Vector}CT_O(ct)=\text{Vector}ST(st) \ \& \ st \neq 19 \ \& \ \neq 14 \ \& \ \neq 15 [powerCT(t, b, ct) \cdot dt]$$

$$\leq \quad (4.93)$$

$$\frac{[eST(b,st)+VexistingST(b,st)] \cdot CyclesST(st) \cdot FractionOfYear}{LifetimeST(st)}$$

$$\sum_{(t,ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=535 \ \& \ st=14} [powerCT(t, b, ct) \cdot dt] \leq \frac{[eST(b,st)+VexistingST(b,st)] \cdot CyclesST(st) \cdot FractionOfYear}{LifetimeST(st)} \quad (4.94)$$

$$\sum_{(t,ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=536 \ \& \ st=15} [powerCT(t, b, ct) \cdot dt] \leq \frac{[eST(b,st)+VexistingST(b,st)] \cdot CyclesST(st) \cdot FractionOfYear}{LifetimeST(st)} \quad (4.95)$$

La última clase de restricciones que se impone en los sistemas de almacenamiento, dadas por las ecuaciones 4.96 a la 4.99 tiene relación con las limitaciones técnicas de cada una de ellas. Si bien hay sistemas que pueden realizar cargas y descargas completas de la capacidad máxima de energía entre un intervalo de tiempo y otro, hay otras que al tener una capacidad máxima tan masiva, es físicamente imposible realizar el vaciado y llenado de éstas entre los pasos de tiempo establecidos en el modelo. El cálculo se desarrolla limitando la salida de las tecnologías de carga/descarga de cada unidad de almacenamiento a la fracción máxima de la capacidad total instalada por nodo. Las ecuaciones 4.96 y 4.99 establecen el máximo nivel de descarga y carga respectivamente para todas las unidades de almacenamiento, excepto por los casos especiales de máximo nivel de descarga en sales fundidas a 565°C y 400°C presentadas en las ecuaciones 4.97 y 4.98 respectivamente. La división por 100 es netamente por el valor del parámetro ingresado al modelo como porcentaje. Al igual que con la ecuación 4.85, las tecnologías restringidas son aquellas que comparten el mismo vector de destino/origen que aquellas tecnologías cuya función es hacer de nexo entre el almacenamiento y la carga/descarga de energía.

$$[powerCT(t, b, ct)]^{si \ ct \neq 131 \ \& \ \neq 132 \ \& \ \neq 134 \ \& \ \neq 135 \ \& \ \neq 137 \ \& \ \neq 138 \ \& \ \neq 139 \ \& \ \neq 140 \ \& \ \neq 141 \ \& \ \neq 142 \ \& \ \neq 143 \ \& \ \neq 144} \cdot dt \leq \frac{[[\frac{[eST(b,st)+VexistingST(b,st)] \cdot MaxChargeDischarge(st)}{100}]]^{si \ VectorCT_O(ct)=VectorST(st) \ \& \ st \neq 19 \ \& \ \neq 14 \ \& \ \neq 15}}{100} \quad (4.96)$$

$$powerCT(t, b, ct) \cdot dt \leq \frac{[[\frac{[eST(b,st)+VexistingST(b,st)] \cdot MaxChargeDischarge(st)}{100}]]^{si \ VectorCT_O(ct)=535 \ \& \ st=14}}{100} \quad (4.97)$$

$$\begin{aligned}
& powerCT(t, b, ct) \cdot dt \\
& \leq \\
& \left[\left[\frac{eST(b, st) + VexistingST(b, st) \cdot MaxChargeDischarge(st)}{100} \right]_{si \ VectorCT_O(ct)=536 \ \& \ st=15} \right]
\end{aligned} \tag{4.98}$$

$$\begin{aligned}
& [powerCT(t, b, ct)]_{si \ ct \neq 131 \ \& \neq 132 \ \& \neq 134 \ \& \neq 135 \ \& \neq 137 \ \& \neq 138 \ \& \neq 139 \ \& \neq 140 \ \& \neq 141 \ \& \neq 142 \ \& \neq 143 \ \& \neq 144} \cdot dt \\
& \leq \\
& \left[\left[\frac{eST(b, st) + VexistingST(b, st) \cdot MaxChargeDischarge(st)}{100} \right]_{si \ VectorCT_D(ct)=VectorST(st) \ \& \ st \neq 19} \right]
\end{aligned} \tag{4.99}$$

4.3.9. Tecnologías de conversión

Al igual que el resto de conjuntos, las ecuaciones 4.100 y 4.101 limitan la nueva inversión en tecnologías de conversión a la diferencia entre el máximo posible ingresado al modelo y la capacidad ya existente.

$$pCT(b, ct) \leq MaxCapacityPotCT(ct) - PexistingCT(b, ct) \tag{4.100}$$

$$pCT(b, ct) \geq MinCapacityPotCT(ct) \tag{4.101}$$

Similarmente, la salida por periodo de tiempo se encuentra limitada a la nueva capacidad invertida sumada a la ya existente para todas las tecnologías de conversión mediante las ecuaciones 4.102 y 4.103. Sin embargo, la ecuación 4.104 destaca una tecnología que puede optar por un comportamiento distinto. Esta tecnología es la celda de combustible de estado sólido (SOFC), la cual puede utilizar 4 tipo de combustibles distintos con el mismo equipo. Es decir, en un mismo intervalo de tiempo, la electricidad total de salida (suma de las salidas de cada tipo de combustible) puede ser como máximo la suma de las capacidades instaladas de cada tipo de combustible. El costo de cada “tipo” de SOFC es igual, por lo que el tipo de combustible a utilizar está netamente ligado a la disponibilidad del combustible, el consumo por kW eléctrico y el costo del combustible.

$$[powerCT(t, b, ct)]_{si \ ct \leq 114} \leq pCT(b, ct) + PexistingCT(b, ct) \tag{4.102}$$

$$[powerCT(t, b, ct)]_{si \ ct \geq 119} \leq pCT(b, ct) + PexistingCT(b, ct) \tag{4.103}$$

$$\sum_{(ct)}^{si \ ct \geq 115 \ \& \ ct \leq 118} [powerCT(t, b, ct)] \leq \sum_{(ct)} [pCT(b, ct) + PexistingCT(b, ct)] \tag{4.104}$$

Al igual como sucede en las unidades de almacenamiento, dentro del conjunto de tecnologías de conversión también hay aquellas que no pueden modificar su pendiente de salida a libre conveniencia, estando limitadas técnicamente a lo que es físicamente posible. La fracción resultante de la capacidad máxima de salida se denominada Ramping y se aprecia entre las ecuaciones 4.105 y 4.113. La ecuación 4.105, 4.108 y 4.111 establecen las condiciones iniciales de la salida de estas tecnologías, siendo diferente a las demás debido a que no existe un periodo como referencia para limitar este cambio de pendiente. Ya en condiciones normales, la diferencia entre lo la salida el periodo siguiente y la salida actual de la tecnología debe ser como máximo la fracción técnicamente factible de la capacidad total existente de la tecnología. Sin embargo, esta fracción puede ser representada tanto en pendiente positiva en las ecuaciones 4.106 y 4.109 (aumento en la salida) como en pendiente negativa en las ecuaciones 4.107 y 4.110 (disminución en la salida). Es destacable notar que no existe ecuación de ramping hacia abajo en $t=1$ debido a que en el hipotético tiempo anterior a éste todas las tecnologías se encuentran con salida nula. Además, dentro de las ecuaciones se pueden notar 2 intervalos distintos para las mismos cálculos, y es debido a la distinción que se debe realizar para la tecnología SOFC con sus respectivas ecuaciones 4.111, 4.112 y 4.113 dada su característica de poder generar como máximo la suma de todas las capacidades existentes en cada tipo de combustible que pueda utilizar, es decir, la suma de las salidas de cada tipo de combustible debe ser como máximo la fracción ingresada al modelo y no la salida de cada una por separado.

$$\begin{aligned} & [powerCT(t, b, ct)^{si \ t=1 \ \& \ ct \geq 74 \ \& \ ct \leq 84}] \cdot dt \\ & \leq \\ & RampingUp(ct) \cdot \frac{pCT(b,ct)+PexistingCT(b,ct)}{100} \cdot dt \end{aligned} \quad (4.105)$$

$$\begin{aligned} & [[powerCT(t + 1, b, ct) - powerCT(t, b, ct)]^{si \ t \leq (\#t-1) \ \& \ ct \geq 74 \ \& \ ct \leq 84}] \cdot dt \\ & \leq \\ & RampingUp(ct) \cdot \frac{pCT(b,ct)+PexistingCT(b,ct)}{100} \cdot dt \end{aligned} \quad (4.106)$$

$$\begin{aligned} & [[powerCT(t + 1, b, ct) - powerCT(t, b, ct)]^{si \ t \leq (\#t-1) \ \& \ ct \geq 74 \ \& \ ct \leq 84}] \cdot dt \\ & \geq \\ & -RampingDown(ct) \cdot \frac{pCT(b,ct)+PexistingCT(b,ct)}{100} \cdot dt \end{aligned} \quad (4.107)$$

$$\begin{aligned}
& [powerCT(t, b, ct)^{si \ t=1 \ \& \ ct \geq 152 \ \& \ ct \leq 153}] \cdot dt \\
& \leq \\
& RampingUp(ct) \cdot \frac{pCT(b,ct)+PexistingCT(b,ct)}{100} \cdot dt
\end{aligned} \tag{4.108}$$

$$\begin{aligned}
& [[powerCT(t+1, b, ct) - powerCT(t, b, ct)]^{si \ t \leq (\#t-1) \ \& \ ct \geq 152 \ \& \ ct \leq 153}] \cdot dt \\
& \leq \\
& RampingUp(ct) \cdot \frac{pCT(b,ct)+PexistingCT(b,ct)}{100} \cdot dt
\end{aligned} \tag{4.109}$$

$$\begin{aligned}
& [[powerCT(t+1, b, ct) - powerCT(t, b, ct)]^{si \ t \leq (\#t-1) \ \& \ ct \geq 152 \ \& \ ct \leq 153}] \cdot dt \\
& \geq \\
& -RampingDown(ct) \cdot \frac{pCT(b,ct)+PexistingCT(b,ct)}{100} \cdot dt
\end{aligned} \tag{4.110}$$

$$\begin{aligned}
& [\sum_{(ct)}^{si \ t=1 \ \& \ ct \geq 115 \ \& \ ct \leq 118} [powerCT(t, b, ct)]] \cdot dt \\
& \leq \\
& RampingUp(ct) \cdot \sum_{(ct)} \left[\frac{pCT(b,ct)+PexistingCT(b,ct)}{100} \right] \cdot dt
\end{aligned} \tag{4.111}$$

$$\begin{aligned}
& [\sum_{(ct)}^{si \ t=1 \ \& \ ct \geq 115 \ \& \ ct \leq 118} [powerCT(t+1, b, ct) - powerCT(t, b, ct)]] \cdot dt \\
& \leq \\
& RampingUp(ct) \cdot \sum_{(ct)} \left[\frac{pCT(b,ct)+PexistingCT(b,ct)}{100} \right] \cdot dt
\end{aligned} \tag{4.112}$$

$$\begin{aligned}
& [\sum_{(ct)}^{si \ t=1 \ \& \ ct \geq 115 \ \& \ ct \leq 118} [powerCT(t+1, b, ct) - powerCT(t, b, ct)]] \cdot dt \\
& \geq \\
& -RampingDown(ct) \cdot \sum_{(ct)} \left[\frac{pCT(b,ct)+PexistingCT(b,ct)}{100} \right] \cdot dt
\end{aligned} \tag{4.113}$$

4.3.10. Modos de transporte

Para los modos de transporte existe una distinción importante entre 2 grupos: Los modos de transporte bidireccionales con las líneas HVAC, acueductos y gasoductos, y por otro lado los modos de transporte unidireccionales con el uso de camiones impulsando la gran variedad de remolques disponibles. Para ambos grupos, la ecuación 4.114 limita la nueva capacidad invertida a la diferencia entre la capacidad máxima ingresada al modelo y la capacidad existente de modos de transporte.

$$pL(l) \leq MaxCapacityPotL(l) - CapLExisting(l) \quad (4.114)$$

En el grupo bidireccional de modos de transporte, se puede destacar que las ecuaciones 4.115 y 4.116 limitan el flujo de energía máxima a la nueva capacidad invertida sumada a la capacidad existente del mismo bajo 2 variables distintas. Esta distinción se realiza debido que, a diferencia del resto de variable, $powerLpos$ y $powerLneg$ pueden tomar valores positivos o negativos, por lo tanto, bajo la misma capacidad de transporte, la energía puede fluir en el mismo sentido ingresado al modelo o positivo (hipotéticamente, desde el punto inicial A al punto final B) con la variable $powerLpos$, o la energía puede fluir en el sentido contrario de diseño o negativo (hipotéticamente, desde el punto final B hacia el punto inicial A) con la variable $powerLneg$. Luego, en la ecuación 4.117 se puede apreciar que las pérdidas que se incurren en la trayectoria total de energía se aplica en la suma de ambas variables para cada periodo de tiempo y nodo. El propósito de este cálculo nace del hecho de que independiente del flujo neto en un modo de transporte bidireccional, existen pérdidas de energía tanto en el sentido positivo como en el sentido negativo y, por lo tanto, debe ser contabilizada en ambos momentos.

$$[powerLpos(t, l)^{si \ l \leq 25}] \leq pL(l) + CapLExisting(l) \quad (4.115)$$

$$[powerLneg(t, l)^{si \ l \leq 25}] \leq pL(l) + CapLExisting(l) \quad (4.116)$$

$$[powerLlosses(t, l)^{si \ l \leq 25}] = [powerLpos(t, l) + powerLneg(t, l)] \cdot LossesL(l) \quad (4.117)$$

Desde la ecuación 4.118 hasta la ecuación 4.127, se realiza el cálculo del flujo neto de energía en su modalidad de importación y exportación en pares respectivamente para cada modo de transporte mediante la diferencia entre el flujo positivo y el flujo negativo considerando siempre las pérdidas. Como es de notar, las pérdidas de energía las asume tanto el nodo exportador como el nodo importador por igual.

$$[powerBimpe(t, l)^{si \ l \leq 25 \ \& \ VectorL(l)=1 \ \& \ BarD(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLneg(t, l) - \frac{powerLlosses(t, l)}{2} \quad (4.118)$$

$$[powerBexpe(t, l)^{si \ l \leq 25 \ \& \ VectorL(l)=1 \ \& \ BarO(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLneg(t, l) - \frac{powerLlosses(t, l)}{2} \quad (4.119)$$

$$[powerBimpWater(t, l)^{si \ l \leq 25 \ \& \ VectorL(l)=5 \ \& \ BarD(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLneg(t, l) - \frac{powerLlosses(t, l)}{2} \quad (4.120)$$

$$[powerBexpWater(t, l)^{si \ l \leq 25 \ \& \ VectorL(l)=5 \ \& \ BarO(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLneg(t, l) - \frac{powerLlosses(t, l)}{2} \quad (4.121)$$

$$[powerBimp70barGH2(t, l)^{si \ l \leq 25 \ \& \ VectorL(l)=10 \ \& \ BarD(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLneg(t, l) - \frac{powerLlosses(t, l)}{2} \quad (4.122)$$

$$[powerBexp70barGH2(t, l)^{si \ l \leq 25 \ \& \ VectorL(l)=10 \ \& \ BarO(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLneg(t, l) - \frac{powerLlosses(t, l)}{2} \quad (4.123)$$

$$[powerBimp140barGH2(t, l)^{si \ l \leq 25 \ \& \ VectorL(l)=12 \ \& \ BarD(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLneg(t, l) - \frac{powerLlosses(t, l)}{2} \quad (4.124)$$

$$[powerBexp140barGH2(t, l)^{si \ l \leq 25 \ \& \ VectorL(l)=12 \ \& \ BarO(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLneg(t, l) - \frac{powerLlosses(t, l)}{2} \quad (4.125)$$

$$[powerBimpNH3(t, l)^{si \ l \leq 25 \ \& \ VectorL(l)=18 \ \& \ BarD(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLneg(t, l) - \frac{powerLlosses(t, l)}{2} \quad (4.126)$$

$$[powerBexpNH3(t, l)^{si \ l \leq 25 \ \& \ VectorL(l)=18 \ \& \ BarO(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLneg(t, l) - \frac{powerLlosses(t, l)}{2} \quad (4.127)$$

Por otro lado, el grupo de modos de transporte unidireccional mediante camiones es un tanto distinto. Esta vez no existe un sentido negativo del flujo para un mismo modo de transporte l , sino que se realiza la separación entre el sentido positivo en un conjunto l diferente al sentido negativo del mismo modo de transporte en otro conjunto l . En otras palabras, para el transporte de energía entre los mismos nodos y , por ende, la misma trayectoria no se comparte la capacidad para ambos sentidos. El motivo de esta separación yace en la

representación de los camiones en el modelo. En el presente trabajo, el tiempo y cantidad de energía que transporta un camión se calcula siempre de ida y vuelta de éstos, es decir, no existe la posibilidad de que una vez enviado un camión pueda permanecer en el nodo de destino, es imperativo que vuelva al nodo de origen. Bajo esta lógica, la cantidad de camiones que puede poseer un hipotético nodo A puede ser distinto a los disponibles en un hipotético nodo B conectados bajo la misma trayectoria. Dicho esto, para el grupo unidireccional solo aplica la variable $powerLpos$ y las pérdidas de energía las asume siempre el nodo de origen. Así es como en las ecuaciones 4.128 y 4.129 se ajustan las mismas ecuaciones 4.115 y 4.116 al cambio de modalidad.

$$[powerLpos(t, l)^{si\ l \geq 26}] \leq pL(l) + CapLExisting(l) \quad (4.128)$$

$$[powerLlosses(t, l)^{si\ l \geq 26}] = [powerLpos(t, l)] \cdot LossesL(l) \quad (4.129)$$

Finalmente, desde la ecuación 4.130 hasta la ecuación 4.145 se realiza el cálculo del flujo neto de energía en su modalidad de importación y exportación en pares respectivamente para cada modo de transporte mediante la el flujo positivo considerando siempre las pérdidas para el nodo de origen.

$$[powerBimpTruck200barGH2(t, l)^{si\ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=13 \ \& \ BarD(l)=b}] = powerLpos(t, l) \quad (4.130)$$

$$[powerBexpTruck200barGH2(t, l)^{si\ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=13 \ \& \ BarO(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLlosses(t, l) \quad (4.131)$$

$$[powerBimpTruck350barGH2(t, l)^{si\ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=14 \ \& \ BarD(l)=b}] = powerLpos(t, l) \quad (4.132)$$

$$[powerBexpTruck350barGH2(t, l)^{si\ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=14 \ \& \ BarO(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLlosses(t, l) \quad (4.133)$$

$$[powerBimpTruck500barGH2(t, l)^{si\ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=15 \ \& \ BarD(l)=b}] = powerLpos(t, l) \quad (4.134)$$

$$[powerBexpTruck500barGH2(t, l)^{si\ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=15 \ \& \ BarO(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLlosses(t, l) \quad (4.135)$$

$$[powerBimpTruck700barGH2(t, l)^{si\ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=16 \ \& \ BarD(l)=b}] = powerLpos(t, l) \quad (4.136)$$

$$[powerBexpTruck700barGH2(t, l)^{si \ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=16 \ \& \ BarO(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLosses(t, l) \quad (4.137)$$

$$[powerBimpTruckLH2(t, l)^{si \ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=17 \ \& \ BarD(l)=b}] = powerLpos(t, l) \quad (4.138)$$

$$[powerBexpTruckLH2(t, l)^{si \ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=17 \ \& \ BarO(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLosses(t, l) \quad (4.139)$$

$$[powerBimpTruckNH3(t, l)^{si \ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=18 \ \& \ BarD(l)=b}] = powerLpos(t, l) \quad (4.140)$$

$$[powerBexpTruckNH3(t, l)^{si \ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=18 \ \& \ BarO(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLosses(t, l) \quad (4.141)$$

$$[powerBimpTruckMeOH(t, l)^{si \ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=19 \ \& \ BarD(l)=b}] = powerLpos(t, l) \quad (4.142)$$

$$[powerBexpTruckMeOH(t, l)^{si \ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=19 \ \& \ BarO(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLosses(t, l) \quad (4.143)$$

$$[powerBimpTruckWater(t, l)^{si \ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=5 \ \& \ BarD(l)=b}] = powerLpos(t, l) \quad (4.144)$$

$$[powerBexpTruckWater(t, l)^{si \ l \geq 26 \ \& \ VectorL(l)=5 \ \& \ BarO(l)=b}] = powerLpos(t, l) - powerLosses(t, l) \quad (4.145)$$

Es determinante mencionar que, a diferencia del resto de ecuaciones que se adaptan a la cantidad de conjuntos que se ingresen al modelo, cada vez que se replantea el número de nodos, se deben modificar estas ecuaciones y diferenciar los intervalos donde inicia y termina cada grupo de modo de transporte en la base de datos madre, manteniendo la variedad de modos de transporte siempre adyacentes según el tipo al que corresponda.

4.3.11. Ecuaciones de balance

Como norma general, en cada tecnología de conversión el nodo de origen es la que asume las pérdidas. Además, el nodo de origen siempre es aquel que debe adaptar los consumos o generaciones vectoriales en función de la salida en los nodos de destino. La escala en la que trabaja el modelo es en el orden de los kW para electricidad y térmica, kg/h para vectores de hidrógeno y dióxido de carbono, y m^3/h para el agua desalada. Dicho esto, las ecuaciones que posean demandas ponderadas significa que se ajustan al orden de magnitud en que trabaja el modelo.

Entre las ecuaciones 4.146 y 4.170 se pueden evidenciar las relaciones existentes entre cada vector y nodo para cada periodo de tiempo que deben cumplirse siempre y cuando se

logre abastecer la demanda.

En la ecuación 4.146 se presenta la ecuación de balance eléctrico, cuyos componentes incluyen la energía importada, la potencia no servida, la energía vertida por la generación renovable, convencional e hidráulicas de pasada, el flujo de electricidad importado y exportado por los modos de transporte, la generación y consumo de electricidad por las tecnologías de conversión, tales como carga y descarga de almacenamiento, electrolizadores, compresores, turboexpander, plantas de síntesis y crackeo de vectores de hidrógeno, turbinas de gas, celdas de combustible, calor eléctrico en todos los grados de temperatura, desalinizadoras, captura directa de carbono y turbinas a vapor, y el consumo eléctrico asociado a la operación de algunos gasoductos. Además, la ecuación 4.147 restringe la cantidad máxima de energía eléctrica que puede ser importada por nodo.

$$\begin{aligned}
& powerImportede(t, b) + powerunserved(t, b) - powerspilledR(t, b) + \\
& \quad [powerBimpe(t, b) - powerBexp(t, b)] + \\
& \sum_{(g)} [powerG(t, b, g)] + \sum_{(r)} [powerR(t, b, r)] + \sum_{(ror)}^{si \text{ BusRoR}(ror)=b} [powerRoR(t, ror)] + \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_D(ct)=1} [powerCT(t, b, ct)] + \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_D(ct)=110} [powerCT(t, b, ct)] \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_D(ct)=121} [powerCT(t, b, ct)] + \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_D(ct)=123} [powerCT(t, b, ct)] + \\
& \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_D(ct)=124} [powerCT(t, b, ct)] - \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=1} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=51} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=61} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=71} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=81} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=91} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=110} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=111} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=112} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=113} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=117} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=11821} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=1637} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si \text{ VectorCT}_O(ct)=151922} [powerCT(t, b, ct) \cdot ElectricFactor(ct)] - \\
& \quad \sum_{(l)}^{si \text{ VectorL}(l)=10 \ \& \ \text{BarD}(l)=b} [eCons(l) \cdot \frac{powerLpos(t,l)+powerLneg(t,l)+powerLlosses(t,l)}{2}] - \\
& \quad \sum_{(l)}^{si \text{ VectorL}(l)=10 \ \& \ \text{BarO}(l)=b} [eCons(l) \cdot \frac{powerLpos(t,l)+powerLneg(t,l)+powerLlosses(t,l)}{2}] - \\
& \quad \sum_{(l)}^{si \text{ VectorL}(l)=12 \ \& \ \text{BarD}(l)=b} [eCons(l) \cdot \frac{powerLpos(t,l)+powerLneg(t,l)+powerLlosses(t,l)}{2}] - \\
& \quad \sum_{(l)}^{si \text{ VectorL}(l)=12 \ \& \ \text{BarO}(l)=b} [eCons(l) \cdot \frac{powerLpos(t,l)+powerLneg(t,l)+powerLlosses(t,l)}{2}] - \\
& \quad = \\
& \quad eDemand(t, b) \cdot 1000
\end{aligned} \tag{4.146}$$

$$powerImportede(t, b) \leq MaxImporte(t, b) \cdot 1000 \tag{4.147}$$

En la ecuación 4.148 se presenta la ecuación de balance para el hidrógeno gaseoso a presión atmosférica (1 bar), cuyos componentes incluyen válvulas, compresores, plantas de licuefacción de hidrógeno, plantas de crackeo de vectores de hidrógeno, métodos de re-electrificación con hidrógeno y quemadores de hidrógeno.

$$\begin{aligned}
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=6} [powerCT(t, b, ct)] - \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=6} [powerCT(t, b, ct) \cdot CombFactor(ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=65} [powerCT(t, b, ct) \cdot CombFactor(ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=61} [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=1637} [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=637} [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] = 0
\end{aligned} \tag{4.148}$$

En la ecuación 4.149 se presenta la ecuación de balance para el hidrógeno gaseoso con presión a 15 bar, cuyos componentes incluyen válvulas, electrolizadores, compresores y plantas de licuefacción de hidrógeno.

$$\begin{aligned}
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=7} [powerCT(t, b, ct)] - \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=7} [powerCT(t, b, ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=71} [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] = 0
\end{aligned} \tag{4.149}$$

En la ecuación 4.150 se presenta la ecuación de balance para el hidrógeno gaseoso con presión a 30 bar, cuyos componentes incluyen la cantidad de hidrógeno importado, válvulas, electrolizadores, compresores, plantas de licuefacción de hidrógeno y la carga y descarga de almacenamiento al respectivo nivel de presión. Además, la ecuación 4.151 restringe la cantidad máxima de hidrógeno que puede ser importado por nodo.

$$\begin{aligned}
& powerImportedH2(t, b) + \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=8} [powerCT(t, b, ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=8} [powerCT(t, b, ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=81} [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] = 0
\end{aligned} \tag{4.150}$$

$$powerImportedH2(t, b) \leq MaxImportH2(t, b) \tag{4.151}$$

En la ecuación 4.152 se presenta la ecuación de balance para el hidrógeno gaseoso con presión a 60 bar, cuyos componentes incluyen válvulas, electrolizadores, compresores y plantas de licuefacción de hidrógeno.

$$\begin{aligned}
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=9} [powerCT(t, b, ct)] - \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=9} [powerCT(t, b, ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=91} [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] = 0
\end{aligned} \tag{4.152}$$

En la ecuación 4.153 se presenta la ecuación de balance para el hidrógeno gaseoso con presión a 70 bar, cuyos componentes incluyen el flujo de hidrógeno importado y exportado por los modos de transporte, válvulas, electrolizadores, compresores, turboexpander y plantas de licuefacción de hidrógeno.

$$\sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=10 [powerBimp70barGH2(t, b) - powerBexp70barGH2(t, b)] + [powerCT(t, b, ct)] + \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=110 [powerCT(t, b, ct) \cdot CombFactor(ct)] - \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=10 [powerCT(t, b, ct) \cdot CombFactor(ct)] - \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=110 [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] = 0 \quad (4.153)$$

En la ecuación 4.154 se presenta la ecuación de balance para el hidrógeno gaseoso con presión a 80 bar, cuyos componentes incluyen válvulas, electrolizadores, compresores y plantas de licuefacción de hidrógeno.

$$\sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=11 [powerCT(t, b, ct)] - \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=11 [powerCT(t, b, ct)] - \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=111 [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] = 0 \quad (4.154)$$

En la ecuación 4.155 se presenta la ecuación de balance para el hidrógeno gaseoso con presión a 140 bar, cuyos componentes incluyen el flujo de hidrógeno importado y exportado por los modos de transporte, válvulas y compresores.

$$[powerBimp140barGH2(t, b) - powerBexp140barGH2(t, b)] + \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=12 [powerCT(t, b, ct)] - \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=12 [powerCT(t, b, ct)] - \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=112 [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] = 0 \quad (4.155)$$

En la ecuación 4.156 se presenta la ecuación de balance para el hidrógeno gaseoso con presión a 200 bar, cuyos componentes incluyen el flujo de hidrógeno importado y exportado por los modos de transporte, la carga y descarga de almacenamiento al respectivo nivel de presión, válvulas, compresores y turboexpander.

$$\begin{aligned}
& [powerBimpTruck200barGH2(t, b) - powerBexpTruck200barGH2(t, b)] + \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=13 [powerCT(t, b, ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=13 [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] - \\
& \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=113 [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] = GH2200Demand(t, b)
\end{aligned} \tag{4.156}$$

En la ecuación 4.157 se presenta la ecuación de balance para el hidrógeno gaseoso con presión a 350 bar, cuyos componentes incluyen el flujo de hidrógeno importado y exportado por los modos de transporte, la carga y descarga de almacenamiento al respectivo nivel de presión, válvulas, compresores y el consumo de hidrógeno como combustible en los camiones. Además, la ecuación 4.158 calcula la cantidad de hidrógeno total que se consume por nodo y periodo de tiempo en cada tipo de remolque.

$$\begin{aligned}
& [powerBimpTruck350barGH2(t, b) - powerBexpTruck350barGH2(t, b)] + \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=14 [powerCT(t, b, ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=14 [powerCT(t, b, ct)] - \\
& TruckFuelCons(t, b) = GH2350Demand(t, b)
\end{aligned} \tag{4.157}$$

$$TruckFuelCons(t, b) = \sum l^{si} l \geq 26 \ \& \ BarO(l)=b [(powerLpos(t, l) + powerLlosses(t, l)) \cdot fuelCons(l)] \tag{4.158}$$

En la ecuación 4.159 se presenta la ecuación de balance para el hidrógeno gaseoso con presión a 500 bar, cuyos componentes incluyen el flujo de hidrógeno importado y exportado por los modos de transporte, válvulas y compresores.

$$\begin{aligned}
& [powerBimpTruck500barGH2(t, b) - powerBexpTruck500barGH2(t, b)] + \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=15 [powerCT(t, b, ct)] - \\
& \quad \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=15 [powerCT(t, b, ct)] = 0
\end{aligned} \tag{4.159}$$

En la ecuación 4.160 se presenta la ecuación de balance para el hidrógeno gaseoso con presión a 700 bar, cuyos componentes incluyen el flujo de hidrógeno importado y exportado por los modos de transporte, la carga y descarga de almacenamiento al respectivo nivel de presión, válvulas y compresores.

$$\begin{aligned}
& [powerBimpTruck700barGH2(t, b) - powerBexpTruck700barGH2(t, b)] + \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=16} [powerCT(t, b, ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=16} [powerCT(t, b, ct)] = GH2700Demand(t, b)
\end{aligned} \tag{4.160}$$

En la ecuación 4.161 se presenta la ecuación de balance para el hidrógeno líquido, cuyos componentes incluyen el flujo de hidrógeno importado y exportado por los modos de transporte, la carga y descarga de almacenamiento criogénico, plantas de licuefacción y regasificación de hidrógeno.

$$\begin{aligned}
& [powerBimpTruckLH2(t, b) - powerBexpTruckLH2(t, b)] + \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=17} [powerCT(t, b, ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=17} [powerCT(t, b, ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=117} [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] = LH2Demand(t, b)
\end{aligned} \tag{4.161}$$

En la ecuación 4.162 se presenta la ecuación de balance para el amoníaco, cuyos componentes incluyen el flujo de amoníaco importado y exportado por los modos de transporte, la carga y descarga de almacenamiento al respectivo vector, celdas de combustible, y plantas de síntesis y crackeo de amoníaco.

$$\begin{aligned}
& [powerBimpNH3(t, b) - powerBexpNH3(t, b)] + \\
& [powerBimpTruckNH3(t, b) - powerBexpTruckNH3(t, b)] + \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=18} [powerCT(t, b, ct)] + \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=1822} [powerCT(t, b, ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=18} [powerCT(t, b, ct) \cdot CombFactor(ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=11821} [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] = NH3Demand(t, b)
\end{aligned} \tag{4.162}$$

En la ecuación 4.163 se presenta la ecuación de balance para el metanol, cuyos componentes incluyen el flujo de metanol importado y exportado por los modos de transporte, la carga y descarga de almacenamiento al respectivo vector, celdas de combustible, y plantas de síntesis y crackeo de metanol.

$$\begin{aligned}
& [powerBimpTruckMeOH(t, b) - powerBexpTruckMeOH(t, b)] + \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=19} [powerCT(t, b, ct)] + \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=1922} [powerCT(t, b, ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=19} [powerCT(t, b, ct) \cdot CombFactor(ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=151922} [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{CombFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] = MeOHDemand(t, b)
\end{aligned} \tag{4.163}$$

En la ecuación 4.164 se presenta la ecuación de balance para el metano, cuyos componentes incluyen la carga y descarga de almacenamiento al respectivo vector, celdas de combustible, turbinas a gas, quemadores de metano y plantas de síntesis de metano.

$$\begin{aligned} & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=20 [powerCT(t, b, ct)] - \\ & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=20 [powerCT(t, b, ct) \cdot CombFactor(ct)] - \\ & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=205 [powerCT(t, b, ct) \cdot CombFactor(ct)] = 0 \end{aligned} \quad (4.164)$$

En la ecuación 4.165 se presenta la ecuación de balance térmico para altas temperaturas, cuyos componentes incluyen quemadores, calor eléctrico, celdas de combustible, intercambiadores de calor y plantas de crackeo de amoníaco. El motivo por el que esta ecuación es una desigualdad y no una equivalencia, radica en el hecho de que hay tecnologías que cogeneran calor a razón de la producción resultante. Por lo tanto, este calor extra puede ser recibida dentro del balance o bien puede ser desperdiciado siempre y cuando se supla la demanda. De mantener una equivalencia, el modelo puede llegar a una contradicción y terminar la simulación.

$$\begin{aligned} & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=21 [powerCT(t, b, ct)] + \\ & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=121 [powerCT(t, b, ct) \cdot ThermalFactor(ct)] - \\ & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=11821 [powerCT(t, b, ct) \cdot ThermalFactor(ct)] - \\ & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=21 [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{ThermalFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] \geq 0 \end{aligned} \quad (4.165)$$

En la ecuación 4.166 se presenta la ecuación de balance térmico para medianas temperaturas, cuyos componentes incluyen quemadores, calor eléctrico, intercambiadores de calor, plantas de síntesis de vectores de hidrogeno y plantas de crackeo de metanol. El motivo por el que esta ecuación es una desigualdad y no una equivalencia, radica en el hecho de que hay tecnologías que cogeneran calor a razón de la producción resultante. Por lo tanto, este calor extra puede ser recibida dentro del balance o bien puede ser desperdiciado siempre y cuando se supla la demanda. De mantener una equivalencia, el modelo puede llegar a una contradicción y terminar la simulación.

$$\begin{aligned}
& \sum_{(ct)}^{si \text{ Vector}CT_D(ct)=22} [powerCT(t, b, ct)] + \\
& \sum_{(ct)}^{si \text{ Vector}CT_D(ct)=1822} [powerCT(t, b, ct) \cdot ThermalFactor(ct)] + \\
& \sum_{(ct)}^{si \text{ Vector}CT_O(ct)=1922} [powerCT(t, b, ct) \cdot ThermalFactor(ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \text{ Vector}CT_O(ct)=151922} [powerCT(t, b, ct) \cdot ThermalFactor(ct)] \geq 0
\end{aligned} \tag{4.166}$$

En la ecuación 4.167 se presenta la ecuación de balance térmico para bajas temperaturas, cuyos componentes incluyen la carga y descarga de almacenamiento térmico, turbinas a gas, quemadores, calor eléctrico, intercambiadores de calor, desalinizadoras y captura directa de carbono.

$$\begin{aligned}
& \sum_{(ct)}^{si \text{ Vector}CT_D(ct)=23} [powerCT(t, b, ct)] + \\
& \sum_{(ct)}^{si \text{ Vector}CT_D(ct)=123} [powerCT(t, b, ct) \cdot ThermalFactor(ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \text{ Vector}CT_O(ct)=123} [powerCT(t, b, ct) \cdot ThermalFactor(ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \text{ Vector}CT_O(ct)=23} [powerCT(t, b, ct) \cdot \frac{ThermalFactor(ct)}{LossesCT(ct)}] = LTHeatDemand(t, b) \cdot 1000
\end{aligned} \tag{4.167}$$

En la ecuación 4.168 se presenta la ecuación de balance térmico para el agua caliente sanitaria, cuyos componentes incluyen la carga y descarga de almacenamiento térmico, turbinas a gas, quemadores, calor eléctrico, intercambiadores de calor, celdas de combustible y colectores solares.

$$\begin{aligned}
& \sum_{(ct)}^{si \text{ Vector}CT_D(ct)=24} [powerCT(t, b, ct)] + \\
& \sum_{(ct)}^{si \text{ Vector}CT_D(ct)=124} [powerCT(t, b, ct) \cdot ThermalFactor(ct)] - \\
& \sum_{(ct)}^{si \text{ Vector}CT_O(ct)=24} [powerCT(t, b, ct) \cdot ThermalFactor(ct)] - \\
& powerspilledCSPCollector(t, b) = ACSHeatDemand(t, b) \cdot 1000
\end{aligned} \tag{4.168}$$

En la ecuación 4.169 se presenta la ecuación de balance para el dióxido de carbono, cuyos componentes incluyen la carga y descarga de almacenamiento al respectivo vector, captura directa de carbono y plantas de síntesis de metanol y metano. Es de notar que si bien hay tecnologías que efectivamente emiten CO_2 como SOFC tanto de metano como metanol y el craqueo de metanol, en esta ecuación solo se contemplan aquellas que contemplan algún método de captura asociada.

$$\sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=37 [powerCT(t, b, ct)] + \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=537 [powerCT(t, b, ct)] - \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=37 [powerCT(t, b, ct)] - \quad (4.169)$$

Finalmente, en la ecuación 4.161 se presenta la ecuación de balance para agua desalada, cuyos componentes incluyen el flujo de agua importada y exportada por los modos de transporte, la carga y descarga de almacenamiento de agua, desalinizadoras, electrolizadores, plantas de crackeo de metanol, turbinas a gas de ciclo combinado, captura directa de carbono, turbinas a vapor y refrigeración en las centrales fotovoltaicas de alta escala.

$$\begin{aligned} & [powerBimpWater(t, b) - powerBexpWater(t, b)] - \\ & [powerBimpTruckWater(t, b) - powerBexpTruckWater(t, b)] - \\ & \sum_{(r)}^{si} r \leq 3 [powerR(t, b, r) \cdot 0.00012] + \\ \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=5 [powerCT(t, b, ct)] + \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=537 [powerCT(t, b, ct) \cdot WaterFactor(ct)] - \\ & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=5 [powerCT(t, b, ct)] - \\ & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=51 [powerCT(t, b, ct) \cdot WaterFactor(ct)] - \\ & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=151922 [powerCT(t, b, ct) \cdot WaterFactor(ct)] - \\ & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=205 [powerCT(t, b, ct) \cdot WaterFactor(ct)] - \\ & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=65 [powerCT(t, b, ct) \cdot WaterFactor(ct)] - \\ & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=535 [powerCT(t, b, ct) \cdot WaterFactor(ct)] - \\ & \sum_{(ct)}^{si} VectorCT_O(ct)=536 [powerCT(t, b, ct) \cdot WaterFactor(ct)] - \\ & = DesalinationDemand(t, b) \end{aligned} \quad (4.170)$$

4.3.12. Multiservicios

La inclusión de multiservicios en reserva y autonomía se pueden visualizar entre las ecuaciones 4.171 y 4.193. La ecuación 4.171 calcula el requerimiento en operación por periodo de tiempo que se solicita a partir de una fracción de la generación total renovable prevista por los perfiles ingresados al modelo. Un detalle a considerar es que solo las unidades renovables a gran escala son consideradas dentro de los servicios y no a nivel de distribución y/o residencial. La ecuación 4.172 calcula el requerimiento en frecuencia por periodo de tiempo que se solicita a partir de la central de mayor escala existente o proyectada previamente ingresada al modelo.

$$\begin{aligned}
reserveOperatingReq(t) = ReserveRenewables \cdot \sum_{(b,r)}^{si \ r \leq 3} [ProfilesR(t, b, r) \cdot (pR(b, r) \\
+ [PexistingR(b, r) \cdot 1000])]
\end{aligned} \tag{4.171}$$

$$reserveFrequencyReq(t) = ReserveFast \cdot 1000 \tag{4.172}$$

Una vez calculado el requerimiento, se asocian aquellas tecnologías que cumplan los requisitos necesarios para poder participar del servicio.

Para las reservas en operación, ayuda recordar que el propósito que cumplen es amortiguar los errores de pronóstico en los perfiles renovables y, por ende, la generación horaria. Por lo tanto, las tecnologías que pueden ofrecer este servicio necesita generar de forma independiente a las condiciones climáticas. Se deduce de ello que la misma generación renovable no participa y las turbinas a vapor de las centrales de concentración solar tampoco. En la ecuación 4.173 muestra que las tecnologías participantes del servicio son las alternativas de almacenamiento eléctrico, las celdas de combustible SOFC y PEMFC, las turbinas a gas y la generación convencional.

$$\begin{aligned}
& \sum_{(b,ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=1 \ \& \ ct \neq 152 \ \& \ \neq 153} [reserveOperatingCT(t, b, ct)] + \\
& \quad \sum_{(b,ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=121} [reserveOperatingCT(t, b, ct)] + \\
& \quad \sum_{(b,ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=123} [reserveOperatingCT(t, b, ct)] + \\
& \quad \sum_{(b,ct)}^{si \ VectorCT_D(ct)=124} [reserveOperatingCT(t, b, ct)] + \\
& \quad \sum_{(b,g)} [reserveOperatingG(t, b, g)] \geq reserveOperatingReq(t)
\end{aligned} \tag{4.173}$$

Para las reservas en frecuencia, también se menciona el propósito que cumplen de ser una medida de contingencia frente a la caída inesperada de una unidad de generación, compensando este diferencial sin poner en riesgo la seguridad del sistema. Por lo tanto, las tecnologías que pueden ofrecer este servicio necesitan poseer una alta capacidad para adaptar su salida en poco tiempo. Si bien el cambio entre un periodo de tiempo y otro es horario y, por tanto, proponer una tecnología que sea capaz de adecuar su generación dentro de una hora suena lógico, en la realidad no cumpliría con la variación abrupta que podría ocasionar la caída de una central importante. Por ello, las tecnologías que satisfacen este requerimiento son las baterías de litio y las celdas de combustible a nivel distribución y CHP presentados en la ecuación 4.174.

$$\begin{aligned}
& \sum_{(b,ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=1 \ \& \ VectorCT_O(ct)=3 [reserveFrequencyCT(t, b, ct)] + \\
& \sum_{(b,ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=1 \ \& \ VectorCT_O(ct)=6 [reserveFrequencyCT(t, b, ct)] + \\
& \sum_{(b,ct)}^{si} VectorCT_D(ct)=124 \ \& \ VectorCT_O(ct)=6 [reserveFrequencyCT(t, b, ct)] + \\
& \sum_{(b,g)} [reserveFrequencyG(t, b, g)] \geq reserveFrequencyReq(t)
\end{aligned} \tag{4.174}$$

Como restricciones adicionales, las ecuaciones 4.175, 4.176 y 4.177 aseguran que para poder participar de ambos servicios, la salida de la generación convencional, tecnologías de re-electricificación y el almacenamiento eléctrico respectivamente sumado a la oferta proporcionada debe ser al menos la capacidad total instalada por nodo y periodo de tiempo.

$$\begin{aligned}
& reserveOperatingG(t, b, g) + reserveFrequencyG(t, b, g) \\
& + powerG(t, b, g) \leq PexistingG(b, g) \cdot 1000
\end{aligned} \tag{4.175}$$

$$\begin{aligned}
& [[reserveOperatingCT(t, b, ct) + reserveFrequencyCT(t, b, ct) + \\
& powerCT(t, b, ct)]^{si} \ ct \neq 152 \ \& \ \neq 153 \ \& \ VectorCT_D(ct)=1 \ or \ 121 \ or \ 123 \ or \ 124] \\
& \leq \\
& pCT(b, ct) + PexistingCT(b, ct)
\end{aligned} \tag{4.176}$$

$$\begin{aligned}
& [[powerCT(t, b, ct)]^{si} \ VectorCT_O(ct)=VectorST(st) \ \& \ \neq 35 \ \& \ \neq 36] + [[(reserveOperatingCT(t, b, ct) + \\
& reserveFrequencyCT(t, b, ct)) \cdot dt]^{si} \ VectorCT_O(ct)=VectorST(st) \ \& \ VectorCT_D(ct)=1] \\
& \leq storedST(t, b, st)
\end{aligned} \tag{4.177}$$

Para el servicio de autonomía, nuevamente se recapitula que el propósito que cumple es de hacer frente a períodos prolongados e inesperados de baja generación renovable o a situaciones peores que las previstas en el año de clima típico. Son análogas a las reservas operativas descritas anteriormente pero expresadas en términos de energía en lugar de potencia. Entre las ecuaciones 4.178 y 4.187 se puede apreciar que existe un nivel de autonomía para cada demanda ingresada en el modelo. El nivel de autonomía solicitado por el sistema se expresa en horas (en las que el sistema ha de poder satisfacer la demanda sin generación) y se transforma en unidades de energía mediante el cálculo de escalares al inicio del código. La excepción a la regla se encuentra en la oferta de autonomía eléctrica donde, a diferencia del resto, aquellas unidades de almacenamiento que potencialmente puedan ubicar tecnologías de conversión con salida electricidad pueden participar del servicio en una hipotética

re-inyección de electricidad al sistema. Fuera del almacenamiento eléctrico propiamente tal, las tecnologías adicionales son los bloques de potencia de las centrales de concentración solar cuyo equivalente eléctrico se aprecia en las eficiencias de éstas, las celdas de combustible y turbinas a gas en base a hidrógeno cuyo equivalente energético se dará por el LHV del hidrógeno dada la cantidad de opciones para re-electrificar y las turbinas a gas en base a metano cuyo equivalente energético se dará igualmente por el LHV del metano dada la cantidad de opciones que posee para re-electrificar también.

$$\begin{aligned}
& \sum_{(b,st)}^{si \ st=1 \ or \ 2 \ or \ 3} [autonomyST(t, b, st)] + \\
& \sum_{(b,st)}^{si \ st=14} [autonomyST(t, b, st) \cdot ElectricFactor('ct152')] + \\
& \sum_{(b,st)}^{si \ st=15} [autonomyST(t, b, st) \cdot ElectricFactor('ct153')] + \\
& \sum_{(b,st)}^{si \ st=4 \ or \ 5 \ or \ 6 \ or \ 7} [autonomyST(t, b, st) \cdot 33.333] + \\
& \sum_{(b,st)}^{si \ st=13} [autonomyST(t, b, st) \cdot 13.9] \geq eAutonomy
\end{aligned} \tag{4.178}$$

$$\sum_{(b,st)}^{si \ st=5 \ or \ 6 \ or \ 7} [autonomyST(t, b, st)] \geq GH2200Autonomy \tag{4.179}$$

$$\sum_{(b,st)}^{si \ st=8} [autonomyST(t, b, st)] \geq GH2350Autonomy \tag{4.180}$$

$$\sum_{(b,st)}^{si \ st=9} [autonomyST(t, b, st)] \geq GH2700Autonomy \tag{4.181}$$

$$\sum_{(b,st)}^{si \ st=10} [autonomyST(t, b, st)] \geq LH2Autonomy \tag{4.182}$$

$$\sum_{(b,st)}^{si \ st=11} [autonomyST(t, b, st)] \geq NH3Autonomy \tag{4.183}$$

$$\sum_{(b,st)}^{si \ st=12} [autonomyST(t, b, st)] \geq MeOHAutonomy \tag{4.184}$$

$$\sum_{(b,st)}^{si \ st=18} [autonomyST(t, b, st)] \geq LTHeatAutonomy \tag{4.185}$$

$$\sum_{(b,st)}^{si \ st=17} [autonomyST(t, b, st)] \geq ACSHeatAutonomy \tag{4.186}$$

$$\sum_{(b,st)}^{si \ st=16} [autonomyST(t, b, st)] \geq DesalinationAutonomy \tag{4.187}$$

Finalizando la codificación, para cada nivel de demanda presentadas en las ecuaciones anteriores, la cantidad de autonomía energética que cada unidad de almacenamiento asociada puede ofrecer durante un período está acotada por su energía almacenada y por su convertidor, lo que limita la energía que es capaz de evacuar durante el respectivo horizonte temporal representados entre las ecuaciones 4.187 y 4.193 por pares para cada almacenamiento participante respectivamente.

$$[[autonomyST(t, b, st)]^{si \ st \neq 19}] \leq storedST(t, b, st) \tag{4.188}$$

$$\begin{aligned}
& [[autonomyST(t, b, st)]^{si \ st \neq 19}] \\
& \leq \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorCT_O(ct)=VectorST(st) \ \& \ VectorCT_D(ct) \neq 35 \ \& \ \neq 36} [[pCT(b, ct)) + \\
& \quad PeexistingCT(b, ct)] \cdot AutonomyHours]
\end{aligned} \tag{4.189}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{(st)}^{si \ st=4 \ or \ 5 \ or \ 6 \ or \ 7} [autonomyST(t, b, st)] \\
& \leq \\
& \sum_{(ct)}^{si \ ct \geq 110 \ \& \ \leq 115} [[pCT(b, ct)) + PeexistingCT(b, ct)] \cdot AutonomyHours]
\end{aligned} \tag{4.190}$$

$$\begin{aligned}
& [[autonomyST(t, b, st)]^{si \ st=13}] \\
& \leq \\
& \sum_{(ct)}^{si \ ct \geq 106 \ \& \ \leq 109} [[pCT(b, ct)) + PeexistingCT(b, ct)] \cdot AutonomyHours]
\end{aligned} \tag{4.191}$$

$$\begin{aligned}
& [[autonomyST(t, b, st)]^{si \ st=14}] \\
& \leq \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorST(st)=35 \ \& \ VectorCT_O(ct)=535} [[pCT(b, ct)) + PeexistingCT(b, ct)] \cdot AutonomyHours]
\end{aligned} \tag{4.192}$$

$$\begin{aligned}
& [[autonomyST(t, b, st)]^{si \ st=15}] \\
& \leq \\
& \sum_{(ct)}^{si \ VectorST(st)=36 \ \& \ VectorCT_O(ct)=536} [[pCT(b, ct)) + PeexistingCT(b, ct)] \cdot AutonomyHours]
\end{aligned} \tag{4.193}$$

5. Implementación y validación del modelo

La implementación del modelo extendido se realiza a partir del código fuente del modelo LEELO programado en lenguaje GAMS (Versión 24.8) con la plataforma incluida en el producto. Asimismo, para resolver los problemas de optimización resultantes, se recurre al solver de optimización CPLEX-IBM (versión Studio 201). Como plataforma de cómputo se utiliza un servidor del Centro de Energía con las siguientes características: 16 GB RAM, 64 bits, Intel (R) Xeon (R) CPU E3-1230 V2 3.30 GHz.

Para verificar el correcto funcionamiento del modelo desarrollado, se realizan diversos ejercicios aplicados a un sistema de 3 nodos y se ingresa solo 1 día de optimización al modelo. Este modelo automatiza la verificación de cada tecnología mediante el chequeo de resultados sencillos previamente calculados. Este modelo se puede encontrar dentro de ANEXOS - MODELO DE VALIDACION.

En términos generales, para verificar que una tecnología de conversión realmente funciona, lo único que debe demostrarse es que las conversiones entre un vector de energía a otro, incluyendo pérdidas, se cumple. Por ejemplo, un electrolizador debe dar cuenta que el agua y electricidad que consume entrega exactamente la cantidad de hidrógeno que se presenta en los datos tecno-económicos de la tecnología.

Para las tecnologías de almacenamiento, se realizan pruebas conjuntas entre el almacenamiento de por sí y sus tecnologías de conversión para la carga y descarga asociadas. Las pruebas desarrolladas están diseñadas de forma tal que dentro del periodo de prueba (1 día) se produzcan cargas y descargas del sistema de almacenamiento. Para verificar el correcto funcionamiento de éstas, se debe observar el comportamiento fuera y dentro de la tecnología, vale decir, primero debe de existir una verificación en la ecuación de balance del sistema energético con respecto a la tecnología de almacenamiento, y luego una verificación de lo que ocurre dentro de lo almacenado. La primera verificación corresponde a que la demanda asociada al vector utilizado en el almacenamiento sea suplida por tecnologías que produzcan ese vector, sumado a las descargas desde el sistema de almacenamiento y restado a las cargas hacia el sistema de almacenamiento. La segunda verificación se realiza observando lo que ocurre dentro del sistema de almacenamiento, es decir, que las conversiones y pérdidas asociadas a las cargas y descargas se cumplan. Para ello, el total almacenado en el periodo, sumado a las cargas realizadas y restado a las descargas y pérdidas deben ser mayor o iguales a la capacidad inicial de la tecnología.

Finalmente, los modos de transporte realizan pruebas en las que el nodo de origen posee tecnologías de producción del vector asociado y en el nodo destino existe la demanda correspondiente a ese vector. Si el modo de transporte es bidireccional, la única condición que debe cumplirse es que el total de energía suministrado en el destino es igual al total de energía producido en el origen restando las pérdidas asociadas a trasladar el energético. Si el modo de transporte es unidireccional, además de cumplir la condición anterior, es necesario verificar que el consumo total de hidrógeno requerido para la tracción de los camiones sea igual al hidrógeno producido para esa labor.

6. Caso de Estudio: Tarapacá

El modelo desarrollado es aplicado en la I Región de Tarapacá del norte de Chile y se somete a proyecciones hipotéticas con el fin de desencadenar situaciones extremas o de interés y analizar cómo se adapta el diseño de la cadena de suministro en un futuro sistema energético de la región.

6.1. Descripción general

La región de Tarapacá corresponde a la I Región ubicada en el extremo norte de Chile, limitada por la Región de Arica y Parinacota por el norte, la Región de Antofagasta por el sur, la nación de Bolivia por el este y el océano Pacífico por el oeste. Cuenta con una superficie de 42225.8 km^2 y una población al 2017 de 330558 habitantes. La región está compuesta por las provincias de El Tamarugal e Iquique, y la capital regional es la ciudad de Iquique, que junto con Alto Hospicio forman el Gran Iquique cuya población alcanza los 299843 habitantes. La provincia de Iquique se subdivide en las comunas de Iquique y Alto Hospicio, mientras que la provincia de El Tamarugal se subdivide en las comunas de Camiña, Colchane, Huara, Pica y Pozo Almonte.

Esta región se caracteriza por un clima donde predomina la ausencia absoluta de precipitaciones, convirtiéndose en un paisaje de extrema aridez y escasa vegetación, llegando a ser una de las regiones más secas del mundo. Su hidrografía presenta regímenes esporádicos dentro de un relieve irregular en comparación con las tres unidades tradicionales del país. Por ello, La agricultura y ganadería son casi nulas, debido a la aridez de las tierras. Sin embargo, existen ciertos cultivos en las zonas de quebradas, especialmente aceitunas, cítricos y mangos, además de la ganadería de auquénidos.

La economía de la región se basa principalmente en la prestación de servicios diversos,

y venta de bienes de consumo, expendidos al amparo de excepciones o franquicias especiales por parte del Estado. Actualmente los últimos ciclos económicos son la gran minería (Cerro Colorado, Quebrada Blanca, Collahuasi y en un futuro próximo Quebrada Blanca 2), la Zona Franca y el turismo, mientras que el tema energético gana un espacio importante dentro de la economía regional. Los centros urbanos también han cambiado, convirtiéndose el sector sur de la ciudad – donde se concentran los pobladores de las caletas pesqueras – en un potencial centro de desarrollo económico y habitacional.



Fig. 6.1: Geografía presente en Tarapacá. Las localizaciones en rojo identifican la actividad de la gran minería y las localizaciones con forma de barco los principales puertos marítimos.

Tarapacá cuenta también con un aeropuerto de categoría internacional (Diego Aracena) y dos puertos marítimos para el ingreso y salida de productos procedentes de las empresas que se sitúan en Tarapacá o en otras regiones, así como también los procedentes de otros países de Sudamérica y del mundo. En materia de vías terrestres estructurantes, las principales son la Ruta 5 y la Ruta 1, además de la concesionada Ruta 16. La costera Ruta 1 une a Tarapacá con la Región de Antofagasta, entre el cruce con la Ruta 5 (sector Las Breas), por el sur, y la ciudad de Iquique, donde concluye su trazado. Esta vía es de doble calzada en el tramo entre el aeropuerto Diego Aracena y la capital regional. La Ruta 5 cruza

la región de norte a sur, y la une con las regiones de Arica y Parinacota y de Antofagasta. La Ruta 16, en tanto, brinda conectividad de doble vía entre la capital regional, Iquique, y la exoficina salitrera Humberstone, donde conecta con la Ruta 5 y con las ciudades y pueblos del interior de la región.



Fig. 6.2: Rutas principales en Tarapacá.

La región cuenta con cerca de 33 subestaciones eléctricas, 15 líneas de transmisión a niveles de 66, 110 y 220 kV, y 19 centrales generadoras. De estas últimas, un 83.5% de la capacidad instalada es solar fotovoltaica, un 15.3% a generación convencional diesel y finalmente un 1.2% corresponde a centrales mini-hidráulicas de pasada. Sumado a lo anterior, existen cerca de 365 kW de capacidad en techos solares públicos repartidos entre la comuna de Iquique y Alto Hospicio. Esta configuración presenta una capacidad total existente del 84.7% en energías renovables y se espera que aumente. Sin embargo, actualmente el consumo en la Región de Tarapacá es mayor a la que genera con su capacidad existente y, por lo tanto, se le clasifica como deficitaria en energía eléctrica. Dado que la Región de Arica y Parinacota también posee un carácter deficitario, se intuye que la importación de electricidad para suplir la demanda completa proviene de la Región de Antofagasta.

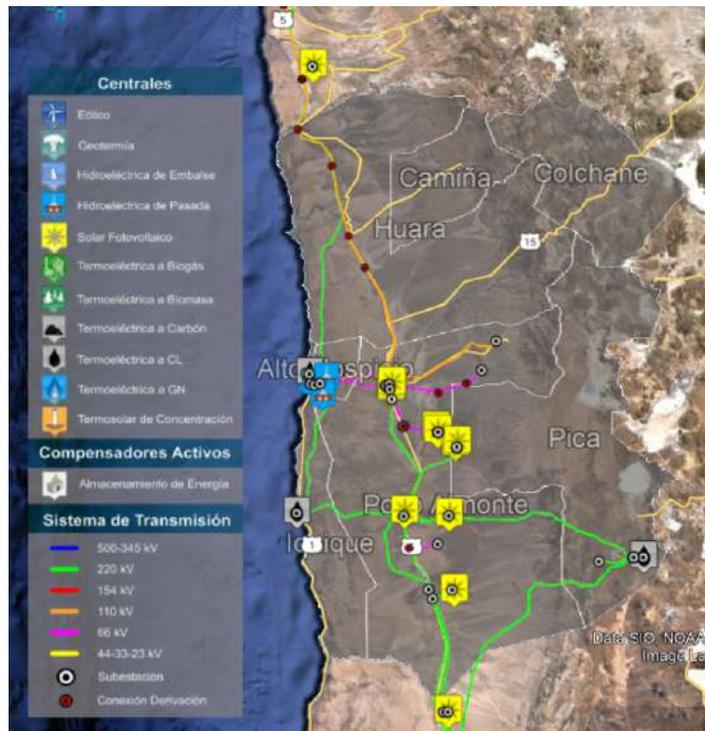


Fig. 6.3: Sistema eléctrico nacional.

Dentro de la futura inversión en proyectos energéticos para la Región de Tarapacá, se destaca una amplia cartera en generación fotovoltaica, el proyecto conjunto Espejo de Tarapacá y Cielos de Tarapacá con 600 MW en generación fotovoltaica y almacenamiento hidráulico de bombeo de 300 MW, y el proyecto conjunto entre minera Collahuasi y Quebrada Blanca de una desalinizadora de capacidad cercana a los 1000 litros por segundo en puerto Patache sumado a un acueducto que conecte éste con ambas mineras.

6.2. Aplicación del modelo

A continuación se detalla la información ingresada que mejor representa la realidad de Tarapacá en forma matemática.

6.2.1. Configuración desarrollada

La configuración optada para representar de la mejor manera la Región de Tarapacá considera el uso de las 33 subestaciones eléctricas como nodos (Fig 6.4) y el espacio compartido entre las líneas de alta tensión (HVAC) existentes y la nueva capacidad en modos de transporte. Más específicamente, se asume que los modos de transporte bidireccionales (tuberías) pueden ser construidos en paralelo a las líneas de alta tensión ya existentes en Tarapacá (Fig 6.5). Sin embargo, este tipo de configuración limitaría ciertas rutas lógicas que

sí son viables en los modos de transporte unidireccionales o camiones con remolque. A raíz de este problema, se realizó un exhaustivo estudio de las rutas viales disponibles dentro de la Región de Tarapacá para ser añadidas al modelo. Resultado de ello, las posibles trayectorias que pueden usar los camiones se presentan en la Fig 6.6 y admite tanto los recorridos utilizados por las líneas de alta tensión como las nuevas rutas investigadas. Se debe destacar que las rutas añadidas para camiones deben necesariamente ser trayectorias que no existan para los modos de transporte bidireccional aunque sean de menor longitud, simplificación necesaria para la evitar problemas en la codificación del modelo.



Fig. 6.4: Configuración de nodos ingresados al modelo.



Fig. 6.5: Configuración de rutas modos de transporte bidireccionales ingresados al modelo.



Fig. 6.6: Configuración de rutas modos de transporte unidireccionales ingresados al modelo. Las trayectorias de color verde indican las posibles rutas para tuberías y camiones, mientras que las rutas rojas son exclusivas para camiones.

6.2.2. Obtención de la demanda

Para la demanda de cada ecuación de balance, se extrae la base de datos proporcionada por la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que lleva a cabo el Ministerio de Energía, en su versión “Informe Preliminar PELP 2023-2027” para el escenario “Transición Acelerada”. A continuación se presentan las principales características de dicho escenario:

Grupo	Factor	Transición Acelerada	
Externos	Crecimiento económico	Alto	
	Precio de combustibles fósiles	Alto	
	Disminución de costos de tecnologías ERNC	Disminución rápida	
Emisiones locales y globales	Compromisos climáticos de mitigación GEI	NDC y adelanto CN	
	Disminuir contaminación local sector residencial	Leña seca	Disminución substancial uso de leña, la que queda es seca
		Calefacción distrital	Alto
		Recambio de calefactores	Medio
		Aislación térmica	Alto + net zero buildings
Precio al carbono	Alto		
Nuevas tecnologías	Electromovilidad	Mayores a Carbono neutralidad	
	Hidrógeno verde (H2V)	Estrategia de H2 verde	
	Almacenamiento en SEN	Alto+	
	Sistema energético + descentralizado / rol del usuario	Generación distribuida	Alta+
		Gestión inteligente de la demanda	Gestión inteligente EM Gestión climatización
		Producción de H2V	Descentralización, con más puntos de producción en el país (Antofagasta-Valparaíso-Biobío-Magallanes) Alta producción on-grid Exportación optimista
	Tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS)	Si	
Eficiencia energética	Uso eficiente en CPR	Ley EE + y Net zero buildings	
	Uso eficiente en Transporte, Industria y Minería	Ley EE++ Alta penetración de renovables en usos térmicos/motrices	
Operación del SEN	Uso del gas y diésel	Operación sin emisiones CO2	
	Cierre de carboneras	+Acelerado (2030)	
Integración internacional	Importación/exportación de energía	Exportación H2+ y combustibles sintéticos	

Fig. 6.7: Factores escenario Transición Acelerada.

Para mayor detalle de los cálculos realizados y cómo obtener la resolución horaria de la demanda en cada nodo, revisar la sección Anexo B.

En los casos de importación de energía, los costos asociados a la electricidad se obtienen directamente de los resultados obtenidos en la PELP 2023-2027 para las subestaciones Lagunas y Nueva Pozo Almonte. Dado el alto grado de similitud entre los costos que muestran, se opta por tomar uno de ellos y aplicarlo a todos los nodos que tengan permitido el importe de electricidad. Por el lado del hidrógeno, los costos por kilogramo se obtienen directamente de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde publicada por el Ministerio de

Energía en los resultados de LCOH que se entregan por año. Si bien esta herramienta no asegura el costo futuro del hidrógeno, se considera que es una aproximación aceptable para ser punto de referencia en el modelo. El límite de energía que se puede importar está dado por las conexiones del Sistema Eléctrico Nacional para la electricidad y los resultados de la PELP para el hidrógeno: En electricidad, los nodos que pueden importar energía son aquellos que poseen conexión directa con la Región de Antofagasta a través de la capacidad existente de las líneas HVAC. Estos puntos son el nodo 1 mediante la conexión con la S/E San Simón a 223.3 MVA, el nodo 2 mediante la conexión tanto con la S/E Tap Off Quillagua a 223.3 MVA como la S/E Encuentro a 670.64 MVA y el nodo 12 mediante la conexión con la S/E Encuentro a 512.9 MVA; En hidrógeno, los nodos que pueden importar energía son aquellos que conectan vialmente con la Región de Antofagasta. Estos puntos son el nodo 1 mediante la Ruta 5 y el nodo 3 mediante la Ruta 1.

6.2.3. Clasificación de nodos y supuestos de caso

Con respecto a la función que cumple cada nodo en el sistema, se puede apreciar en la Fig 6.4 que existe un catálogo de colores: Aquellos nodos que poseen color verde, significa que pueden importar electricidad e hidrógeno; los nodos que poseen color rojo, significa que pueden importar sólo electricidad; los nodos que poseen color purpura, significa que pueden importar sólo hidrógeno y además es costero; los nodos que poseen color azul, significa que son costeros; finalmente los nodos de color negro no poseen características extraordinarias y se rigen por igual.

Además, sumado de lo anterior, está la clasificación como nodo ciudad. Los nodos que aplican al caso son el 4, 5, 6, 7, 23, 28, 29 y 30 debido a que concentran prácticamente toda la población en la Región de Tarapacá. Como recordatorio, los nodos costeros son los únicos que pueden exportar hidrógeno, y pueden instalar plantas desalinizadoras y almacenamiento hidráulico de bombeo; por otro lado, los nodos ciudad no pueden invertir en tecnologías que tengan calidad de gran escala por la falta de espacio como las centrales fotovoltaicas masivos y las centrales de concentración solar. Además, este tipo de nodo puede invertir en techos solares como máximo la demanda eléctrica asociada al equipo (por ejemplo, techos solares residenciales pueden suplir únicamente la demanda eléctrica residencial del nodo respectivo).

6.2.4. Problema original y adecuación del modelo

En un principio, el modelo en plenitud conforma 33 nodos, 1152 trayectorias posibles para modos de transporte, 161 tecnologías de conversión, 19 unidades de almacenamiento, 4 generadores convencionales a diesel, 4 mini-hidráulicas de pasada y 6 posibles configura-

ciones de generación fotovoltaica. Sin embargo, debido al excesivo tiempo de resolución que implican estas cantidades, fue necesario adecuar la configuración ingresada de la Región de Tarapacá para lograr resultados dentro de un tiempo más acotado. Es así como se desarrolla la adaptación presentada en la Fig 6.8, cuya reducción de nodos se realizó considerando las distinciones necesarias entre cada zona que compone la Región de Tarapacá. Además, la cantidad de pasos de tiempo se reduce de 365 días (un año) a 7 días (una semana) debido al tiempo de optimización y además por problemas que surgen por cálculos engorrosos pasada esta cantidad de días.

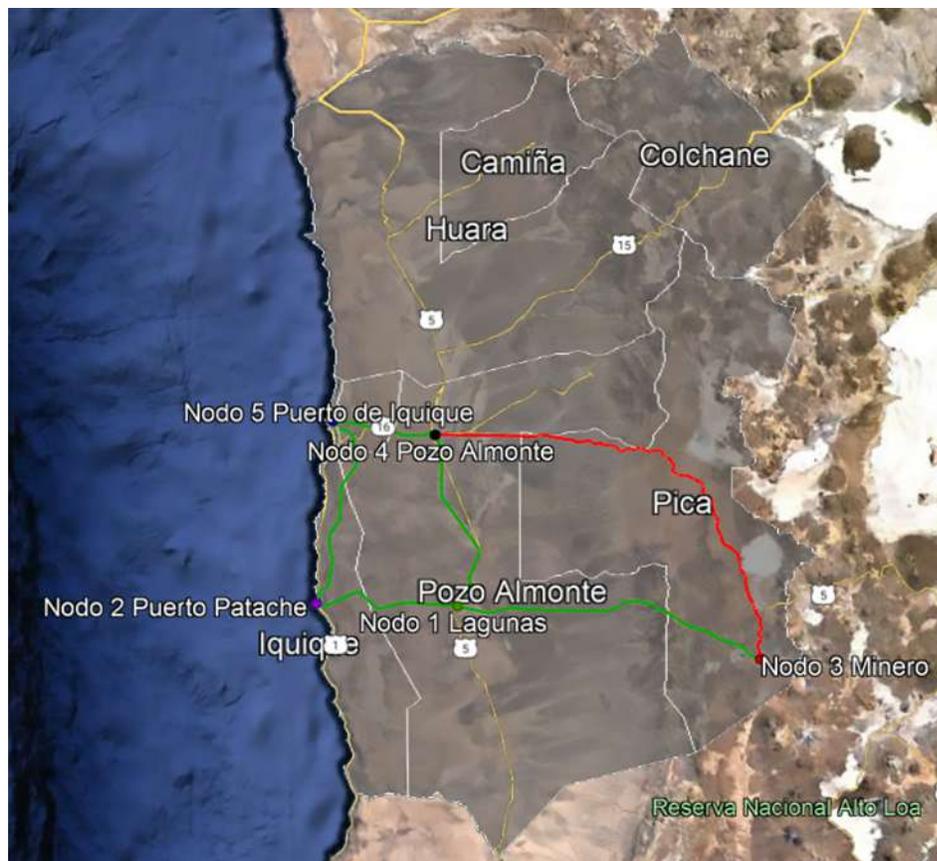


Fig. 6.8: Configuración adaptada a 5 nodos.

Es así como, respetando las conexiones eléctricas del diagrama unilineal de la Región de Tarapacá, la nueva configuración se resume en:

Nodo	Agrupación de nodos	Características
1 - Lagunas	1-2-8-9-10-11-14-15	Se ubica en S/E Lagunas. Puede importar hidrógeno y electricidad.
2 - Puerto Patache	3	Se ubica en S/E Tarapacá. Puede importar hidrógeno y es nodo costero.
3 - Minera	12-13	Se ubica en S/E Collahuasi. Puede importar electricidad y concentra gran parte de la minería.
4 - Pozo Almonte	16-17-18-19-20-21-22-23-24-25-26-27-31-32-33	Se ubica en S/E Pozo Almonte.
5 - Puerto de Iquique	4-5-6-7-28-29-30	Se ubica en S/E Iquique. Es nodo costero y ciudad.

Tabla 6.1: Configuración adaptada de la Región de Tarapacá.

Con los cambios realizados, la configuración final queda en 5 nodos, 121 trayectorias posibles en modos de transporte, 161 tecnologías de conversión, 19 unidades de almacenamiento, 4 generadores convencionales a diesel, 4 mini-hidráulicas de pasada y 6 posibles configuraciones de generación fotovoltaica.

6.2.5. Caso Base: referencia de análisis

Para dar valor a un posterior análisis de resultados, es necesario un escenario base o de referencia que proyecte como sería un futuro sistema energético en la región independiente de las medidas que se proponen en el presente estudio.

Este escenario quedará determinado por los resultados directos obtenidos por la PELP Informe Preliminar 2023-2027. Dentro de las principales características del caso de referencia, se encuentran:

- Como se puede observar en las Fig 6.9 y 6.10, la Región de Tarapacá sí tendrá consumo de hidrógeno a futuro pero no la va a generar en sitio, sino que va a ser totalmente importada por la Región de Antofagasta. Por lo tanto, los electrolizadores quedan deshabilitados para todos los periodos de tiempo.

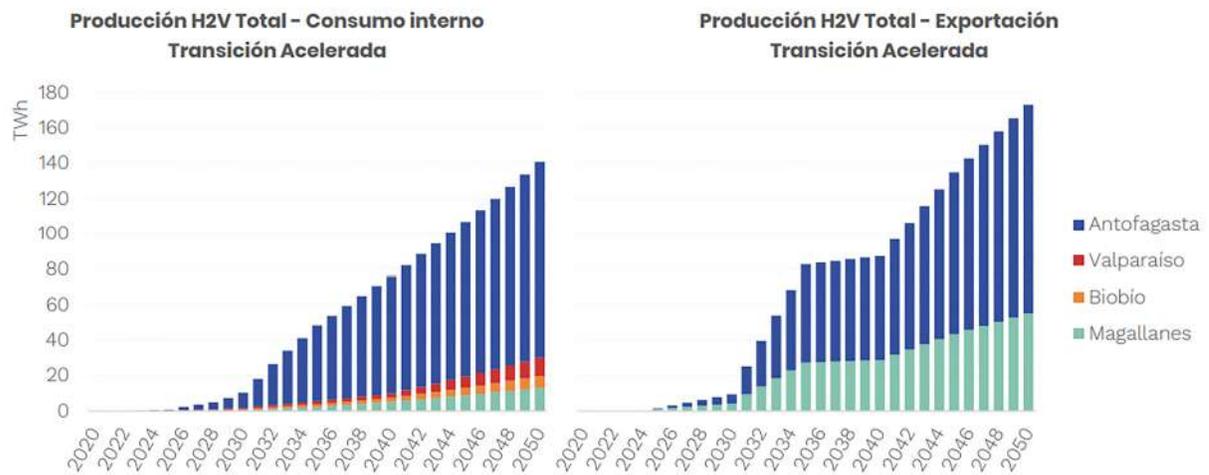


Fig. 6.9: Consumo eléctrico destinado a la producción de hidrógeno verde resultante de la PELP Informe Preliminar 2023-2027.

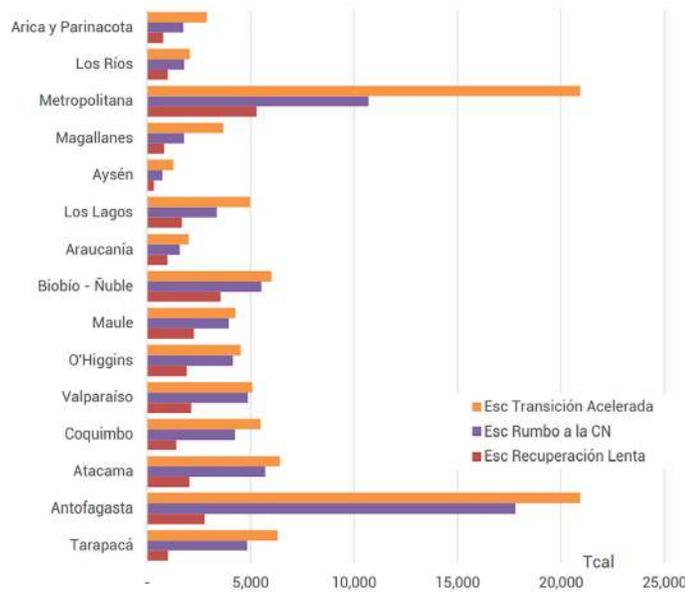


Fig. 6.10: Demanda final de hidrógeno por región y escenario al 2050 resultante de la PELP Informe Preliminar 2023-2027.

- El costo de importación de electricidad está dado por el costo marginal resultante de la PELP y el costo de importación de electricidad está dado por el LCOH anual publicado por la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.
- Por simplicidad, se supondrá que el hidrógeno importado siempre llega a una presión de 30 bar.

- La capacidad existente de tecnologías para cada año será igual a la obtenida por la PELP, es decir, sin costo alguno. Sin embargo, si se consideran los costos asociados a operar éstas.
- Ligado al punto anterior, la capacidad de generación renovable no puede ser mayor a la obtenida por la PELP, por lo que para cada año sólo se optimiza su operación. Además, se agrega externamente la capacidad existente de techos solares públicos.
- Las tecnologías de re-electrificación quedan deshabilitadas dado que no se consideran en el estudio PELP.
- El costo asociado a impuestos verdes por emisiones de gases efectos invernadero se extrae del escenario “Alto” proporcionado por la PELP.
- Con respecto a la demanda de agua desalada, la PELP sólo considera el consumo minero. Además, el estudio solo considera la energía destinada para desalinización y no entrega la capacidad instalada necesaria para suplirla. Por lo tanto, como capacidad existente sólo se añade externamente el proyecto conjunto Collahuasi-Quebrada Blanca y las tecnologías desalinizadoras quedan habilitadas para desplegar infraestructura.
- Con respecto a las demandas térmicas y energía solar, a diferencia de la PELP, se permite libremente al modelo decidir con qué tecnologías abastece dichos consumos.
- Por último, si bien el consumo eléctrico u otro vector necesarios para lograr transportar el hidrógeno importado desde la Región de Antofagasta pueden estar considerados dentro de la demanda resultante de la PELP, por simplicidad se asuman los consumos necesarios para realizar el transporte de energía siempre y cuando el sistema no presente limitaciones por falta de generación eléctrica. Se hace notar que el procedimiento idóneo sería optimizar cada año una vez, para luego reconocer las tecnologías necesarias para el transporte y luego descontar este consumo por nodo e intervalo de tiempo.

Una vez descrito el escenario de referencia, se procede a caracterizar cada una de las situaciones hipotéticas que desencadenen configuraciones de interés de estudio. Los escenarios resultantes son combinaciones entre las distintas situaciones hipotéticas que se expondrán en la sección siguiente.

6.2.6. Situación hipotética 1: Tarapacá autárquico

El escenario asume que Tarapacá opta por autoabastecerse a todo nivel de energía. Por lo tanto, se habilitan todas las tecnologías y se restringe a 0 la cantidad de energía eléctrica e

hidrógeno que pueda ser importado. El propósito de esta situación es comparar cuánto más o menos requiere costear la región si logra independizarse energéticamente en un sistema 100 % renovable.

En términos de modelamiento, para realizar este escenario es necesario modificar el código en la ecuación 4.147 y 4.151, reemplazando los parámetros respectivos por el valor 0. Además, las tecnologías se habilitan ingresando valores suficientemente altos en la pestaña “InputsPot” de la base de datos madre. Es necesario mencionar que aquellas tecnologías que no cumplen los requisitos de ciertos tipos de nodo deben mantenerse con capacidad máxima a invertir nula, tales como los nodos costeros o ciudad.

6.2.7. Situación hipotética 2: Tarapacá compite

El escenario asume que Tarapacá puede decidir entre desplegar infraestructura de hidrógeno, importar la energía o combinar ambos procesos. El propósito de esta situación es verificar si bajo la alta gama de tecnologías dispuestas en el modelo se obtienen los mismo resultados extraídos de la PELP.

En términos de modelamiento, para realizar este escenario sólo se necesitan habilitar todas las tecnologías. Las tecnologías se habilitan ingresando valores suficientemente altos en la pestaña “InputsPot” de la base de datos madre. Es necesario mencionar que aquellas tecnologías que no cumplen los requisitos de ciertos tipos de nodo deben mantenerse con capacidad máxima a invertir nula, tales como los nodos costeros o ciudad.

6.2.8. Situación hipotética 3: Escalamiento de demanda nacional

El escenario asume que Tarapacá consume mayor demanda de hidrógeno a nivel local de la proyectada por la PELP. El propósito de esta situación es analizar la robustez de cada configuración obtenida al cargar la demanda de hidrógeno para cada nivel de presión. El escalamiento contempla 10 veces la cantidad de demanda para 200 bar, 350 bar y 700 bar de manera consecutiva para cada intervalo de tiempo, no a la vez.

En términos de modelamiento, para realizar este escenario es necesario modificar el código en la ecuación 4.156, 4.157 y 4.160, multiplicando por 10 el parámetro GH2200barDemand, GH2350barDemand o GH2700barDemand según corresponda. Además, las tecnologías se habilitan ingresando valores suficientemente altos en la pestaña “InputsPot” de la base de datos madre. Es necesario mencionar que aquellas tecnologías que no cumplen los requisitos de ciertos tipos de nodo deben mantenerse con capacidad máxima a invertir nula, tales como los nodos costeros o ciudad.

6.2.9. Situación hipotética 4: Tarapacá exporta

El escenario asume que Tarapacá tiene la posibilidad de exportar vectores de hidrógeno al exterior. El propósito de esta situación es analizar la robustez de cada configuración obtenida al añadir masivas cantidades de vectores de hidrógeno en los nodos costeros. La cantidad total que la región debe exportar es equivalente a la que proyecta la Región de Antofagasta en los resultados de la PELP como se muestra en la Fig 6.9. Para este escenario, se proponen 4 configuraciones distintas: Exportar todo en forma de hidrógeno líquido; exportar todo en forma de amoníaco; exportar todo en forma de metanol; exportar una combinación entre los 3 vectores. La repartición para la última configuración propuesta se realiza en base al tamaño de mercado estimado para exportaciones chilenas publicado en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde en cada año de modelación, en el cual se distingue el mercado de amoníaco y de hidrógeno verde. La exportación de hidrógeno verde incluye dentro de su potencial la forma de metanol y combustibles sintéticos, por lo que la cantidad de metanol a exportar se fija en un 20% del mercado estimado de hidrógeno verde. Se destaca que la cantidad de kilogramos en forma de hidrógeno líquido, amoníaco y metanol difiere dependiendo de la eficiencia de conversión de las respectivas tecnologías de síntesis dispuestas en el modelo, la cantidad de energía eléctrica que consume dicho proceso y el LHV de cada vector.

En términos de modelamiento, para realizar este escenario es necesario modificar el documento excel complementario “DemandProfiles” agregando la cantidad requerida para exportación según corresponda. Además, las tecnologías se habilitan ingresando valores suficientemente altos en la pestaña “InputsPot” de la base de datos madre. Es necesario mencionar que aquellas tecnologías que no cumplen los requisitos de ciertos tipos de nodo deben mantenerse con capacidad máxima a invertir nula, tales como los nodos costeros o ciudad.

6.2.10. Situación hipotética 5: Restricción modos de transporte

El escenario asume que Tarapacá puede decidir qué tipo de modo de transporte puede proporcionar. El propósito de esta situación es comparar cuánto más o menos requiere costear la región si tiene todas las facilidades para transportar vectores de hidrógeno o no. Para este escenario, se proponen 3 configuraciones distintas: Sólo se permite el uso de camiones; se permite el uso de camiones y tuberías; no está permitido el transporte para vectores de hidrógeno.

En términos de modelamiento, para realizar el escenario de sólo camiones se necesitan deshabilitar los modos de transporte bidireccionales ingresando valores nulos para la capacidad máxima de inversión en la pestaña “InputsL” de la base de datos madre. Para realizar el escenario de camiones y tuberías se habilitan todos los modos de transporte ingresando valo-

res lo suficientemente altos para la capacidad máxima de inversión en la pestaña “InputsL” de la base de datos madre. Para realizar el escenario sin transporte de vectores de hidrógeno se necesitan deshabilitar todos los modos de transporte bidireccionales ingresando valores nulos para la capacidad máxima de inversión en la pestaña “InputsL” de la base de datos madre, excepto aquellos modos de transporte cuyo VectorL es 1 o 5, que corresponden a los modos de transporte eléctrico y de agua desalada respectivamente. Además, las tecnologías se habilitan ingresando valores suficientemente altos en la pestaña “InputsPot” de la base de datos madre. Es necesario mencionar que aquellas tecnologías que no cumplen los requisitos de ciertos tipos de nodo deben mantenerse con capacidad máxima a invertir nula, tales como los nodos costeros o ciudad.

6.2.11. Situación hipotética 6: Consumo de agua agropecuaria

El escenario asume que Tarapacá opta por suplir el consumo de agua agropecuario de forma adicional a lo que requiere la industria minera. Como se puede observar en la Fig 6.11, para el año 2016 el uso de agua minero correspondía sólo al 17% del consumo total de la región, siendo el sector agropecuario el sector que lidera con un 59%. El propósito de esta situación es conocer qué configuración ofrece el modelo para enfrentar la escasez hídrica de la región y cuánto más costoso resulta incorporar esta medida. Se recuerda que si bien el costo del agua prácticamente no altera el costo final del hidrógeno, para efectos de este estudio se considera de gran valor proporcionar información que aporte en una futura cultura del agua.

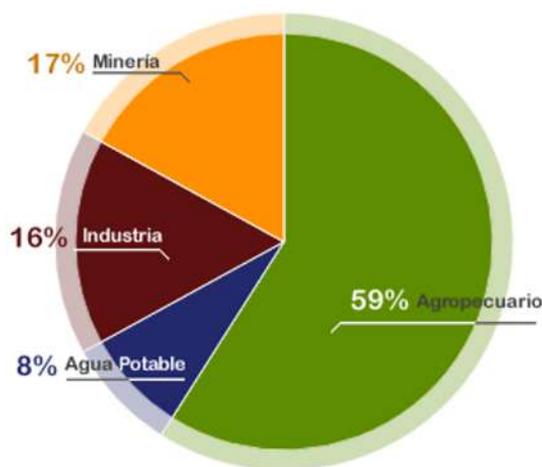


Fig. 6.11: Consumo de agua por sector Región de Tarapaca DGA Atlas del agua 2016.

En términos de modelamiento, para realizar este escenario es necesario modificar el documento excel complementario “DemandProfiles” agregando la cantidad requerida para suplir los requerimientos agropecuarios. Además, las tecnologías se habilitan ingresando valores suficientemente altos en la pestaña “InputsPot” de la base de datos madre. Es necesario

mencionar que aquellas tecnologías que no cumplen los requisitos de ciertos tipos de nodo deben mantenerse con capacidad máxima a invertir nula, tales como los nodos costeros o ciudad.

6.2.12. Situación hipotética 7: Restricción nodos de exportación

El escenario asume que Tarapacá no puede proporcionar todos sus puertos marítimos para la exportación de hidrógeno verde y sus variantes, por lo que decide concentrar todo el nivel de exportación un solo nodo. El propósito de esta situación es desencadenar el uso de modos de transporte de vectores de hidrógeno al dividir masivas cantidades de éstos, dado que hay modos de transporte con mejor desempeño cuando son punto-a-punto y otros modos de transporte con mejor desempeño cuando la demanda se encuentra más repartida. En el modelo original, la cantidad los nodos costeros 3, 4, 5, 6 y 7 podían exportar, y con esta configuración la demanda se reuniría en el nodo 6 cercano al Puerto de Iquique. En el modelo adecuado, la cantidad de nodos costeros se reducía al nodo 2 Puerto Patache y el nodo 5 Puerto de Iquique, y con esta configuración la demanda se reuniría en el nodo 5 Puerto de Iquique.

En términos de modelamiento, para realizar este escenario es necesario modificar el documento excel complementario “DemandProfiles” reuniendo la cantidad total de exportación en el nodo cercano al Puerto de Iquique. Además, las tecnologías se habilitan ingresando valores suficientemente altos en la pestaña “InputsPot” de la base de datos madre. Es necesario mencionar que aquellas tecnologías que no cumplen los requisitos de ciertos tipos de nodo deben mantenerse con capacidad máxima a invertir nula, tales como los nodos costeros o ciudad.

6.2.13. Situación hipotética 8: Multiservicios

El escenario asume que Tarapacá decide tomar medidas en seguridad energética proyectando un futuro sistema 100% renovable. El propósito de esta situación es aplicar los servicios de reserva y autonomía heredados de versiones anteriores de LEELO y analizar cuánto más costoso resulta incorporar esta medida.

En términos de modelamiento, para realizar este escenario es necesario cambiar el tipo de modelo en la pestaña “Inputs” de la base de datos madre, asignando el número “2” en la casilla contigua a Model Type. Además, las tecnologías se habilitan ingresando valores suficientemente altos en la pestaña “InputsPot” de la base de datos madre. Es necesario mencionar que aquellas tecnologías que no cumplen los requisitos de ciertos tipos de nodo deben mantenerse con capacidad máxima a invertir nula, tales como los nodos costeros o ciudad.

6.2.14. Situación hipotética 9: Restricción tecnologías sinérgicas

El escenario asume que Tarapacá decide utilizar únicamente tecnologías dedicadas a cada nivel de demanda, por lo que no recicla la energía perdida en los procesos de conversión. El propósito de esta situación es verificar el aporte que manifiestan aquellas tecnologías con multi-salidas y maximizan el uso energético.

En términos de modelamiento, para realizar este escenario se necesitan deshabilitar todas las tecnologías que presentan cogeneración asignando valores nulos a la inversión de nueva capacidad en la pestaña “InputsPot” de la base de datos madre. Las tecnologías que deben ser deshabilitadas son: ct73 - Turboexpander; ct 106, 107, 109, 110, 111, 112 y 113 que corresponden a la variedad de turbinas a gas; ct 115, 116, 117 y 118 que corresponden a la celda de combustible SOFC; ct 119 - PEMFC residencial; ct 131, 132, 134, 135, 137 y 138 que corresponden a quemadores y resistencias eléctricas que apoyan el almacenamiento de sales fundidas; ct 139, 140, 141, 142, 143 y 144 que corresponden a todos los intercambiadores de calor. Además, el resto de tecnologías se habilitan ingresando valores suficientemente altos en la pestaña “InputsPot” de la base de datos madre. Es necesario mencionar que aquellas tecnologías que no cumplen los requisitos de ciertos tipos de nodo deben mantenerse con capacidad máxima a invertir nula, tales como los nodos costeros o ciudad.

6.2.15. Situación hipotética 10: Variación tasa de interés

El escenario asume que Tarapacá, y Chile de forma global, decide tomar medidas políticas para incentivar el desarrollo en hidrógeno verde. El propósito de esta situación es verificar la robustez de cada configuración cuando la tasa de interés presenta variaciones. Dentro de las componentes que tienen peso en la determinación de la tasa de interés en la inversión de proyectos es el nivel de riesgo asociado. En el caso del hidrógeno, existe incertidumbre tanto a nivel tecnológico por la masividad que requiere como a nivel país que genere un ambiente idóneo para la llegada del potencial mercado. El desarrollo de políticas y medidas que reduzcan el nivel de incertidumbre tendrán como efecto una reducción final en la tasa de interés, mientras que la falta de información y ausencia de rutas causarían el efecto contrario, una tasa de interés final igual o mayor a la actual. Para ello, en este escenario se ponen a prueba las configuraciones con una tasa de interés del 5% “baja” en relación al 7% utilizado en el caso base y con una tasa de interés del 9% “alta” bajo la misma comparativa.

En términos de modelamiento, para realizar este escenario es necesario cambiar el valor asociado en la pestaña “Inputs” de la base de datos madre, asignando el número correspondiente al caso en la casilla contigua a Interest. Además, las tecnologías se habilitan ingresando valores suficientemente altos en la pestaña “InputsPot” de la base de datos madre. Es necesario mencionar que aquellas tecnologías que no cumplen los requisitos de ciertos tipos de

nodo deben mantenerse con capacidad máxima a invertir nula, tales como los nodos costeros o ciudad.

6.2.16. Situación hipotética 11: Variación temporal de la demanda en vectores de hidrógeno

El escenario asume que Tarapacá conoce la cantidad de demanda futura que debe proporcionar y, por lo tanto, conoce las variaciones temporales que debe manejar. El propósito de esta situación es conocer aquellas configuraciones que se adapten de la mejor manera a los cambios de pendiente en la demanda. Este escenario nace a partir del desconocimiento absoluto en el comportamiento fluctuante que poseería un futuro mercado de hidrógeno verde a lo largo del tiempo, con la excepción del hidrógeno a presión de 700 bar, el cual tiene una variación intrahoraria propuesta en los Anexos. Por tanto, se proponen 3 configuraciones: La Fig 6.12 posee fluctuaciones rápidas de demanda. En el modelo original esta variación estaba dada con 1 peak por semana durante todo el año. Sin embargo, con el modelo adecuado se modifica esta cifra y se aplica 1 peak diario como se aprecia en la imagen; la Fig 6.13 posee fluctuaciones de pendientes constantes y lentas. En el modelo original esta variación estaba dada con 1 peak por semestre durante todo el año. Sin embargo, con el modelo adecuado se modifica esta cifra y se aplican 2 peaks por semana como se aprecia en la imagen; la Fig 6.14 posee fluctuaciones con pendientes abruptas y sostenidas en el tiempo. En el modelo original esta variación estaba dada con 3 peaks en todo el año. Sin embargo, con el modelo adecuado se modifica esta cifra y se aplican los 3 peaks en una semana como se aprecia en la imagen.

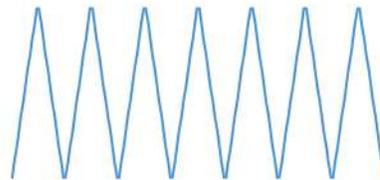


Fig. 6.12: Variaciones rápidas en la demanda.

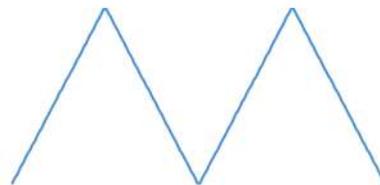


Fig. 6.13: Variaciones con pendiente constante en la demanda.

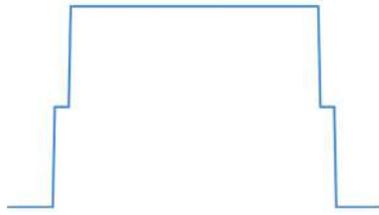


Fig. 6.14: Variaciones con pendientes abruptas y sostenidas en la demanda.

En términos de modelamiento, para realizar este escenario es necesario modificar el documento excel complementario “DemandProfiles” sumando la demanda total del vector en un año y luego ponderar la forma correspondiente para cada hora. Además, las tecnologías se habilitan ingresando valores suficientemente altos en la pestaña “InputsPot” de la base de datos madre. Es necesario mencionar que aquellas tecnologías que no cumplen los requisitos de ciertos tipos de nodo deben mantenerse con capacidad máxima a invertir nula, tales como los nodos costeros o ciudad.

7. Resultados y análisis

7.1. Resultados caso base

A continuación, se presentan los costos obtenidos en el caso de referencia:

Año	Costo total [M€]
2025	19.5517
2030	35.446
2035	103.25
2040	140.956
2045	164.342
2050	223.9861

Tabla 7.1: Costo adicional a la PELP caso base.

Se puede observar un crecimiento lineal a lo largo de los años excepto por 2 pendientes más pronunciadas al pasar a 2035 y 2050. Estos cambios pueden verse explicados dada la inversión necesaria para acondicionar el hidrógeno. Antes del año 2035, el único medio de acondicionamiento está dada por el uso leve de compresores. Llegado el año 2035, se observa que la capacidad instalada de compresores se quintuplica para luego crecer de forma lineal en años posteriores. Seguido a esto, en el año 2040 surge capacidad nueva en

plantas de licuefacción de hidrógeno complementando el acondicionamiento otorgado por los compresores, duplicando esta capacidad tanto para el año 2045 como el año 2050. El segundo quiebre en el año 2050 se debe a que, sumado a las plantas de licuefacción, se despliega capacidad nueva en plantas de regasificación de este hidrógeno líquido, plantas de síntesis en metano y, necesariamente, captura directa de carbono en baja temperatura. El resto de vectores de hidrógeno, tales como amoníaco o metanol, no tienen participación alguna en el caso base de estudio. El único modo de transporte utilizado para la distribución de hidrógeno en todos los años de modelación es el camión con remolque presurizado a 350 bar, por lo que se deduce que las plantas de licuefacción suplen demanda en el mismo nodo. Como establecen los términos del caso base, todo el hidrógeno es importado desde Antofagasta.

Con respecto a la demanda eléctrica, la mayor participación en su abastecimiento está dada por las tecnologías renovables, con un 61 % en el año 2025 y finalizando con un 81 % para el año 2050. Seguido a éstas, el resto se suple importando electricidad desde Antofagasta. Las pequeñas diferencias se suplen a partir de baterías ion-litio y en menor medida por bloque de potencia en centrales termosolares y bombeo hidráulico en años posteriores. Las líneas HVAC son el principal medio por el que se suministra la electricidad mediante infraestructura existente.

El agua desalada se produce únicamente mediante osmósis inversa y se transporta mediante acueductos. Es de notar que las capacidades tanto en producción como transporte de ésta necesarias son muy mayores a las proyectadas por la PELP, suponiendo masivas inversiones en capacidad.

En el ámbito térmico, las medias temperaturas se abastecen fundamentalmente mediante resistencias eléctricas e intercambiadores de calor con almacenamiento en sales fundidas de torre solar. Las bajas temperaturas se abastecen casi en su totalidad por bombas de calor en el año 2025, pasando a ser superada con creces por el calor eléctrico mediante resistencias en los años 2030, 2035 y 2040, para finalmente ir a la par en los años restantes. Para el agua caliente sanitaria (ACS), el calor eléctrico lidera casi en totalidad hasta el año 2040, para luego repartir el suministro entre éstas y bombas de calor en conjunto con colectores solares en los años restantes.

7.2. Escenarios e indicaciones generales

Mediante las 11 situaciones hipotéticas explicadas previamente, es posible generar una cantidad considerable de combinaciones, generando los distintos escenarios de estudio. A continuación se presentan los escenarios o combinaciones representativas que se llevaron a cabo:

	Descripción
Escenario 1	Demanda 200 bar multiplicada por 10 y solo se permiten camiones. Interés del 5 %.
Escenario 2	Demanda 200 bar multiplicada por 10 y solo se permiten camiones. Interés del 5 % y multiservicios agregados.
Escenario 3	Demanda 200 bar multiplicada por 10 y solo se permiten camiones. Interés del 7 %.
Escenario 4	Demanda 200 bar multiplicada por 10 y solo se permiten camiones. Interés del 7 % y multiservicios agregados.
Escenario 5	Demanda 200 bar multiplicada por 10 y solo se permiten camiones. Interés del 9 %.
Escenario 6	Demanda 200 bar multiplicada por 10 y solo se permiten camiones. Interés del 9 % y multiservicios agregados.
Escenario 7	Demanda 200 bar multiplicada por 10 y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7 %.
Escenario 8	Demanda 200 bar multiplicada por 10 y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7 % y multiservicios agregados.
Escenario 9	Demanda 200 bar multiplicada por 10 y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7 %.
Escenario 10	Demanda 200 bar multiplicada por 10 y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7 % y multiservicios agregados.
Escenario 11	Demanda 200 bar multiplicada por 10, se permiten camiones y tuberías y variación de demanda rápida. Interés del 7 %.
Escenario 12	Demanda 200 bar multiplicada por 10, se permiten camiones y tuberías y variación de demanda rápida. Interés del 7 % y multiservicios agregados.
Escenario 13	Demanda 200 bar multiplicada por 10, se permiten camiones y tuberías y variación de demanda de pendiente constante. Interés del 7 %.
Escenario 14	Demanda 200 bar multiplicada por 10, se permiten camiones y tuberías y variación de demanda de pendiente constante. Interés del 7 % y multiservicios agregados..

Escenario 15	Demanda 200 bar multiplicada por 10, se permiten camiones y tuberías y variación de demanda abrupta. Interés del 7%.
Escenario 16	Demanda 200 bar multiplicada por 10, se permiten camiones y tuberías y variación de demanda abrupta. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 17	Demanda 350 bar multiplicada por 10 y solo se permiten camiones. Interés del 7%.
Escenario 18	Demanda 350 bar multiplicada por 10 y solo se permiten camiones. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 19	Demanda 350 bar multiplicada por 10 y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7%.
Escenario 20	Demanda 350 bar multiplicada por 10 y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 21	Demanda 350 bar multiplicada por 10 y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7%.
Escenario 22	Demanda 350 bar multiplicada por 10 y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 23	Demanda 700 bar multiplicada por 10 y solo se permiten camiones. Interés del 7%.
Escenario 24	Demanda 700 bar multiplicada por 10 y solo se permiten camiones. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 25	Demanda 700 bar multiplicada por 10 y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7%.
Escenario 26	Demanda 700 bar multiplicada por 10 y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 27	Demanda 700 bar multiplicada por 10 y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7%.
Escenario 28	Demanda 700 bar multiplicada por 10 y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 29	Situación autárquica y solo se permiten camiones. Interés del 7%.
Escenario 30	Situación autárquica y solo se permiten camiones. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 31	Situación autárquica y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7%.
Escenario 32	Situación autárquica y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7% y multiservicios agregados.

Escenario 33	Situación autárquica y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7%.
Escenario 34	Situación autárquica y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 35	Situación compite y solo se permiten camiones. Interés del 7%.
Escenario 36	Situación compite y solo se permiten camiones. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 37	Situación compite y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7%.
Escenario 38	Situación compite y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 39	Situación compite y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7%.
Escenario 40	Situación compite y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 41	Situación compite, se permiten camiones y tuberías y se añade consumo de agua agropecuaria. Interés del 7%.
Escenario 42	Situación compite, se permiten camiones y tuberías y se añade consumo de agua agropecuaria. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 43	Situación compite, se permiten camiones y tuberías y se prohíben las tecnologías sinérgicas. Interés del 7%.
Escenario 44	Situación compite, se permiten camiones y tuberías y se prohíben las tecnologías sinérgicas. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 45	Se exporta sólo LH_2 y solo se permiten camiones. Interés del 7%.
Escenario 46	Se exporta sólo LH_2 y solo se permiten camiones. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 47	Se exporta sólo LH_2 y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7%.
Escenario 48	Se exporta sólo LH_2 y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 49	Se exporta sólo LH_2 y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7%.
Escenario 50	Se exporta sólo LH_2 y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7% y multiservicios agregados.

Escenario 51	Se exporta sólo LH_2 , se concentra esta demanda en un nodo y solo se permiten camiones. Interés del 7%.
Escenario 52	Se exporta sólo LH_2 , se concentra esta demanda en un nodo y solo se permiten camiones. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 53	Se exporta sólo LH_2 , se concentra esta demanda en un nodo y se permiten camiones y tuberías. Interés del 5%.
Escenario 54	Se exporta sólo LH_2 , se concentra esta demanda en un nodo y se permiten camiones y tuberías. Interés del 5% y multiservicios agregados.
Escenario 55	Se exporta sólo LH_2 , se concentra esta demanda en un nodo y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7%.
Escenario 56	Se exporta sólo LH_2 , se concentra esta demanda en un nodo y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 57	Se exporta sólo LH_2 , se concentra esta demanda en un nodo y se permiten camiones y tuberías. Interés del 9%.
Escenario 58	Se exporta sólo LH_2 , se concentra esta demanda en un nodo y se permiten camiones y tuberías. Interés del 9% y multiservicios agregados.
Escenario 59	Se exporta sólo LH_2 , se concentra esta demanda en un nodo y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7%.
Escenario 60	Se exporta sólo LH_2 , se concentra esta demanda en un nodo y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 61	Se exporta sólo NH_3 y solo se permiten camiones. Interés del 7%.
Escenario 62	Se exporta sólo NH_3 y solo se permiten camiones. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 63	Se exporta sólo NH_3 y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7%.
Escenario 64	Se exporta sólo NH_3 y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 65	Se exporta sólo NH_3 y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7%.
Escenario 66	Se exporta sólo NH_3 y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 67	Se exporta sólo NH_3 , se concentra esta demanda en un nodo y solo se permiten camiones. Interés del 7%.
Escenario 68	Se exporta sólo NH_3 , se concentra esta demanda en un nodo y solo se permiten camiones. Interés del 7% y multiservicios agregados.

Escenario 69	Se exporta sólo NH_3 , se concentra esta demanda en un nodo y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7%.
Escenario 70	Se exporta sólo NH_3 , se concentra esta demanda en un nodo y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 71	Se exporta sólo NH_3 , se concentra esta demanda en un nodo y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7%.
Escenario 72	Se exporta sólo NH_3 , se concentra esta demanda en un nodo y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 73	Se exporta sólo MeOH y solo se permiten camiones. Interés del 7%.
Escenario 74	Se exporta sólo MeOH y solo se permiten camiones. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 75	Se exporta sólo MeOH y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7%.
Escenario 76	Se exporta sólo MeOH y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 77	Se exporta sólo MeOH y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7%.
Escenario 78	Se exporta sólo MeOH y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 79	Se exporta sólo MeOH, se concentra esta demanda en un nodo y solo se permiten camiones. Interés del 7%.
Escenario 80	Se exporta sólo MeOH, se concentra esta demanda en un nodo y solo se permiten camiones. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 81	Se exporta sólo MeOH, se concentra esta demanda en un nodo y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7%.
Escenario 82	Se exporta sólo MeOH, se concentra esta demanda en un nodo y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 83	Se exporta sólo MeOH, se concentra esta demanda en un nodo y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7%.
Escenario 84	Se exporta sólo MeOH, se concentra esta demanda en un nodo y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 85	Exportación mixta y solo se permiten camiones. Interés del 7%.
Escenario 86	Exportación mixta y solo se permiten camiones. Interés del 7% y multiservicios agregados.

Escenario 87	Exportación mixta y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7%.
Escenario 88	Exportación mixta y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 89	Exportación mixta y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7%.
Escenario 90	Exportación mixta y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 91	Exportación mixta, se concentra esta demanda en un nodo y solo se permiten camiones. Interés del 5%.
Escenario 92	Exportación mixta, se concentra esta demanda en un nodo y solo se permiten camiones. Interés del 5% y multiservicios agregados.
Escenario 93	Exportación mixta, se concentra esta demanda en un nodo y solo se permiten camiones. Interés del 7%.
Escenario 94	Exportación mixta, se concentra esta demanda en un nodo y solo se permiten camiones. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 95	Exportación mixta, se concentra esta demanda en un nodo y solo se permiten camiones. Interés del 9%.
Escenario 96	Exportación mixta, se concentra esta demanda en un nodo y solo se permiten camiones. Interés del 9% y multiservicios agregados.
Escenario 97	Exportación mixta, se concentra esta demanda en un nodo y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7%.
Escenario 98	Exportación mixta, se concentra esta demanda en un nodo y se permiten camiones y tuberías. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 99	Exportación mixta, se concentra esta demanda en un nodo y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7%.
Escenario 100	Exportación mixta, se concentra esta demanda en un nodo y no se permite transporte de hidrógeno. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 101	Exportación mixta, se permiten camiones y tuberías y variación de demanda rápida. Interés del 7%.
Escenario 102	Exportación mixta, se permiten camiones y tuberías y variación de demanda rápida. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 103	Exportación mixta, se permiten camiones y tuberías y variación de demanda de pendiente constante. Interés del 7%.

Escenario 104	Exportación mixta, se permiten camiones y tuberías y variación de demanda de pendiente constante. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 105	Exportación mixta, se permiten camiones y tuberías y variación de demanda abrupta. Interés del 7%.
Escenario 106	Exportación mixta, se permiten camiones y tuberías y variación de demanda abrupta. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 107	Exportación mixta, se permiten camiones y tuberías y se añade consumo de agua agropecuaria. Interés del 7%.
Escenario 108	Exportación mixta, se permiten camiones y tuberías y se añade consumo de agua agropecuaria. Interés del 7% y multiservicios agregados.
Escenario 109	Exportación mixta, se permiten camiones y tuberías y se prohíben las tecnologías sinérgicas. Interés del 7%.
Escenario 110	Exportación mixta, se permiten camiones y tuberías y se prohíben las tecnologías sinérgicas. Interés del 7% y multiservicios agregados.

Tabla 7.2: Escenarios realizados a partir de la combinación entre situaciones hipotéticas.

Además de los 666 periodos de tiempo que fueron optimizados, el 92.8% de los resultados indicaron ser la solución óptima, por lo que el resto que no asegura optimalidad, fueron excluidos de cualquier análisis.

Los costos asociados a los respectivos escenarios serán evaluados a partir del múltiplo que representen del caso base o de referencia, es decir, todos los costos son divididos por los valores otorgados por el caso base.

7.3. Primer análisis: Tarapacá autárquico vs Tarapacá compite

En relación a los costos, independientemente de las restricciones que se puedan presentar en el modo de transporte, se puede observar que en los primeros años el escenario autárquico presenta entre 1.1 y 1.3 veces el costo del caso base, para luego disminuir paulatinamente hasta los 0.4 veces en el año 2050. Sin embargo, la situación en que Tarapacá puede elegir qué medio utilizar para suplir la demanda presenta valores menores al caso base desde los primeros años. Se puede apreciar que desde el año 2025 presenta valores cercanos a la unidad para paulatinamente disminuir a las 0.3 veces al término del año 2050. En términos

generales, ambas situaciones presentan mejores costos que en el caso de referencia en el largo plazo, especialmente cuando se puede optar entre importar o producir la energía necesaria.

Con respecto a los modos de transporte, con libre elección las tuberías lideran el traslado de la energía. Sin embargo, dado que las cantidades que presentan son muy bajas, no es posible invertir en estos medios, por lo que por descarte los modos de transporte se ven limitadas a los camiones. En este grupo, a diferencia del caso de referencia, los camiones con remolques a 700 bar y de hidrógeno líquido son la preferencia, más inclinado a este último. Ligado a la producción de hidrógeno, en ambos escenarios se invierte en electrolizadores tipo PEM, haciendo notar que en la situación de competencia, en las mismas proporciones, requiere invertir la mitad de la capacidad necesaria en el caso de autarquía energética. El almacenamiento utilizado en competencia es reducido en los primeros años, tomando fuerza finalizando el período con almacenamiento criogénico de hidrógeno complementado por cavernas de sal. Por otro lado, en autarquía el almacenamiento preferido está a una presión de 30 bar a partir del año 2030 en adelante, por lo que se deduce que en este último escenario se prioriza la frecuencia de inyección de hidrógeno, mientras que en el primero el almacenamiento a largo plazo tiene mayor peso. En relación a los vectores del hidrógeno, en ambos escenarios se hacen presentes. El amoníaco, metanol y metano poseen participación en almacenamiento. Las mayores diferencias se hacen notar en los años de implementación: En el caso autárquico el metanol tiene mayor presencia en el año 2050, mientras que el amoníaco y metano incrementan su uso desde años anteriores; en el caso de competencia, la inversión en estos vectores tienen peso únicamente en el primer par de años, donde posteriormente no juegan un rol predominante.

En el resto de demandas, las preferencias calóricas en alta y medias temperaturas en ambos casos van en línea con el caso base mediante calor eléctrico a través de resistencias e intercambiadores de calor con sales fundidas a 565°C. La diferencia se hace notoria en los rangos mas bajos de temperatura. En general, en el caso de competencia la preferencia está en intercambiadores de calor para baja temperatura y calor eléctrico para agua caliente sanitaria, mientras que en el caso autárquico se utiliza en mayor medida las bombas de calor tanto para las bajas temperaturas y el agua caliente sanitaria. Finalmente, en ambos casos la producción de agua desalada preferida es de osmósis inversa. Sin embargo, en competencia solo en el año 2025 el almacenamiento de ésta tiene mayor peso, perdiendo toda relevancia en años siguientes, mientras que en autarquía el almacenamiento de ésta es determinante alcanzando inversiones notablemente mayores.

7.4. Segundo análisis: Ponderación de demandas en 10 para 200, 350 y 700 bar

Dependiendo de la demanda que posea la ponderación, los resultados se manifiestan de forma distinta. En los casos de 200 y 700 bar, aumentar la demanda favorece económicamente a Tarapacá, presentando reducciones notables hasta 0.3 veces lo alcanzado en el caso de referencia. Sin embargo, de ponderar la demanda de 350 bar, los costos se elevan a tal punto de alcanzar las 4 veces obtenidas en el caso base para el año 2035. Esta alza de costos queda determinada principalmente por el uso de esta presión en el sector minero, por lo que los grados de magnitud, de base, eran mayores. Es de notar que estos resultados dejan en evidencia que, dependiendo de la magnitud de demanda, se pueden evidenciar disminuciones de costos hasta cierto punto.

7.5. Tercer análisis: Exportación de LH_2 vs NH_3 vs MeOH vs Mixto

Es inmediato notar que exportar el hidrógeno en forma líquida es alrededor de 3.7 veces más costoso que en el caso base, el envío en forma de metanol ronda las 1.3 veces el costo con tendencias de subida y, en contraparte, el envío en forma de amoníaco destaca por ser más económico a partir del año 2030 y con tendencia a la baja, logrando ser 0.5 veces el costo del caso base. Este resultado deja en evidencia el potencial que posee el amoníaco para exportación internacional, tal y como se menciona en diversos estudios. En el caso de envío mixto, vale decir, utilizar todos los vectores de hidrógeno en distintas proporciones no conlleva beneficios económicos, es más, realizar el envío de forma mixta encarece el sistema a 2.7 veces lo asociado a referencia, indicando que un enfoque multivectorial de hidrógeno manifiesta peores rendimientos que dedicar el envío a un solo vector en masa. En gran parte, estas diferencias de costos se ven reflejadas en el modo de transporte que se utiliza para trasladar el energético hasta el punto de exportación. Tanto en el caso mixto como en el de amoníaco, el uso de tuberías de amoníaco son la preferencia logrando cantidades aceptables para su posible inversión, a diferencia del resto de vectores que utilizan camiones con remolques para este traslado.

7.6. Cuarto análisis: Exportación concentrada en un solo nodo

La dispersión de demanda de hidrógeno a lo largo de los nodos en primera instancia podría marcar el paso entre un modo de transporte u otro. Sin embargo, en el periodo de tiempo evaluado, no existen mayores diferencias en los costos de ambas modalidades. Se puede destacar que el concentrar la exportación en un nodo aumentó la capacidad instalada de transporte, siendo el caso más favorable las tuberías de amoníaco.

7.7. Quinto análisis: Restricciones de transporte

En las 3 modalidades de transporte, habilitando todos los modos, solo camiones y el caso en que no se transporte con hidrógeno parece ser irrelevante en demandas bajas como en consumo regional de Tarapacá. Incluso en demandas más pronunciadas como en la exportación de vectores de hidrógeno, los costos adicionales en el envío con modos específicos para este marca una diferencia de 0.5 en relación al caso base, indicando que las líneas HVAC pueden ser una alternativa no tan perjudicial para el transporte de energía de hidrógeno.

7.8. Sexto análisis: Suplir demanda de agua desalada agropecuaria

Optar por suplir un mayor nivel de demanda en agua desalada podría marcar la diferencia en términos de aplicación versus costos. Esta premisa se ve confirmada en los costos para ambos casos: El incluir el consumo agropecuario aumenta levemente los costos generales del sistemas, sumando alrededor de 0.1 o 0.2 veces los costos asociados al caso base.

7.9. Séptimo análisis: Cambio en la tasa de interés

Estudios muestran que un aumento de la tasa de interés puede afectar en gran medida el LCOH, sin embargo, dado el corto período de optimización y los bajos niveles de inversión asociados, no se evidencia diferencia alguna en la aplicación de distintas tasas de interés.

7.10. Octavo análisis: Aplicación del multiservicio

Aplicar las necesidades de seguridad en el sistema evidencia grandes costos que podrían manifestarse. La diferencia entre requerir o no de multiservicios marca una diferencia de 1.5 veces el costo del caso base, lo que indica que los futuros sistemas energéticos en base a energías renovables intermitentes sí pueden implicar mayores costos para mantener la seguridad del sistema.

7.11. Noveno análisis: Restricción de sinergias

Al igual como ocurre con la tasa de interés, el corto periodo de tiempo en evaluación no demuestran diferencias significativas entre una situación y otra, por lo que no se deja en evidencia el valor de las tecnologías multipropósito.

7.12. Décimo análisis: Variación curvas de demanda

Dentro de las grandes incertidumbres de lo que conlleva enfrentar un mercado de hidrógeno es el comportamiento horario y a mayores periodos de tiempo de la demanda

y sus posibles fluctuaciones. Sin embargo, el corto periodo de tiempo en evaluación no deja en manifiesto el potencial de algunos sistemas de almacenamiento, por lo que como primera impresión el uso de una curva u otra no presenta mayores diferencias en los modos de transporte o el uso de almacenamiento.

8. Conclusiones y trabajo futuro

8.1. Conclusiones

En esta memoria de título se realiza la propuesta de un modelo que permite diseñar la cadena de suministro de hidrógeno a nivel regional a partir de una proyección de la demanda futura de energía y tomando en cuenta las condiciones específicas de la Región de Tarapacá. Para lograr este resultado, se propuso una estructura de trabajo que contempla las siguientes etapas principales:

- Compilación de conjunto de antecedentes sobre el desarrollo y uso del hidrógeno.
- Propuesta metodológica que se construye como extensión del modelo base denominado LEELO.
- Implementación y validación del modelo.
- Caso de estudio para la Región de Tarapacá.
- Conclusiones.

La compilación de antecedentes permitió crear una base sólida y sintetizada de toda la información que se requiere para desarrollar este tipo de estudios en el marco de los nuevos desafíos que plantea la economía del hidrógeno. Parte de esta información fue integrada directamente en los modelos y escenarios definidos (ver Anexo).

Por su parte, a partir de la experiencia internacional se identificaron las distintas opciones de diseño de una cadena de suministro de hidrógeno. Estas opciones, junto a extensiones en la modelación, son integradas a una herramienta de planificación existente denominada LEELO programado en GAMS. Las extensiones incorporadas, descritas en la sección 3, incluyen la demanda por agua desalada, nuevas opciones de demanda de hidrógeno y derivados, opciones de generación renovable a nivel distribuido, una librería con 7 opciones tecnológicas adicionales de almacenamiento de hidrógeno, 10 nuevos modos de transporte de hidrógeno y derivados, como asimismo 17 nuevas tecnologías de conversión. Asimismo, incluye el estudio y proyección de costos y eficiencias de cada una de éstas tecnologías agregas como también la logística desarrollada para los nuevos modos de transporte. Esta contribución permite extender de manera importante el alcance de los estudios de planificación realizados hasta ahora con el modelo LEELO.

El modelo extendido resultante se valida con casos ejemplo de uno y dos nodos, verificando el resultado de la optimización del modelo LEELO utilizando el solver CPLEX.

Para ello se realizaron múltiples comprobaciones de casos específicos.

A partir de una modelación exhaustiva del sistema energético y desarrollo de mapa geo-referenciado (nodos, rutas, modos de transporte, demandas, almacenamiento y tecnologías de conversión) y 110 escenarios posibles de desarrollo del hidrógeno en la Región de Tarapacá, se optimiza las redes de suministro de hidrógeno. Los estudios realizados se restringen a una semana de análisis por problemas experimentados en la fase de simulación del modelo. Lo anterior se debió a distintos inconvenientes enfrentados en la fase de simulación, los que se presentan a continuación. Una de las primeras observaciones que debe realizarse son las distorsiones que se pudieron generar en los resultados obtenidos. En particular, con respecto a la codificación del modelo, trabajar con escalas del orden de los $\text{kW}\cdot\text{kg}/\text{h}\cdot\text{m}^3/\text{h}$ probablemente sea parte de la razón que el modelo presente dificultades en los cálculos cuando los días de modelación son elevados y las capacidades existentes requieran ingreso de valores muy elevados. El problema con la elección de esta escala, es que en términos del programa CPLEX, ingresar valores muy elevados provoca resultados con status 7 (el problema es factible, pero debido a los cálculos engorrosos no logra confirmar que es el óptimo) mientras que reducir estos valores por sobre un umbral puede desencadenar resultados con status 4 (el problema no es factible debido a que no se le proporcionan los medios que cumplan las restricciones de balance, por lo tanto, el resultado es directamente erróneo). Por otro lado, la modelación con 7 días en relación a lo que originalmente era un año probablemente no afecte a las tecnologías con gran flexibilidad, mientras que sí puede perjudicar la inversión en aquellas tecnologías que precisamente demuestran su valía en el largo plazo. Finalmente, las distorsiones se podrían dar por la adecuación del modelo a una menor cantidad de nodos y, por ende, a una menor precisión tanto en los procesos de repartición de demanda como los espacios físicos que ofrece la Región de Tarapacá. Los antecedentes de cada caso pueden encontrarse en el Anexo.

De los resultados obtenidos, destacan los escenarios de producción autárquica de hidrógeno vs el caso de opción competitiva importación tanto de electricidad como hidrógeno. Mientras que en el caso autárquico se privilegia el almacenamiento gaseoso, en el caso competitivo se privilegia el estado líquido. En ambos casos se opta por el modo de transporte en camión y electrolizadores PEM, diferenciándose básicamente en las capacidades instaladas. El escenario autárquico resulta en una capacidad local que duplica la situación competitiva.

Asimismo, de las simulaciones queda en evidencia que las decisiones del operador en cómo suministrar la energía sí marca una diferencia en los modos de transporte o sistemas de almacenamiento que se utilicen. En general, la toma de decisiones hipotéticas logran obtener

mayores beneficios económicos en el largo plazo con respecto a la situación base que se presenta en la PELP. Con respecto a restricciones de transporte o tecnologías, sumado a variaciones en parámetros determinantes en base a estudios ya mencionados, no se logra dejar en evidencia mayores impactos en el sistema energético y no marca una pauta a seguir en caso de verse distorsionado el comportamiento esperado de la llegada de un mercado en base a hidrógeno verde.

8.2. Trabajo futuro

Para el trabajo futuro, se sugiere fuertemente realizar un re-escalamiento en el orden de trabajo en el cual funciona el modelo a uno de mayor valor y así disminuir los valores ingresados en la base de datos madre. Además, incorporar tecnologías de combustibles sintéticos puede generar resultados clave a la hora de acelerar el proceso de descarbonización en la matriz energética, especialmente reemplazando el consumo en medios de transporte, el uso de la infraestructura de llenado ya existente y el ahorro de capital debido a una menor cantidad de combustibles importados. Ligado a lo anterior, incorporar más tecnologías asociadas a gases efectos invernadero podría acelerar el despliegue de infraestructura que requieren su suministro como la captura y almacenamiento de carbono que pueden ser ubicadas en puntos industriales altamente contaminantes. Con respecto a la base de datos investigada, más específicamente los costos y eficiencias de las tecnologías, se recomienda ir actualizando aquellas que tengan relación con la producción, re-electrificación y acondicionamiento de hidrógeno, debido al desarrollo tecnológico que se está realizando a nivel global en el uso intensivo de éste. También es necesario investigar en mayor profundidad los intercambiadores de calor, dado que se obtuvieron a partir de situaciones y rangos de temperaturas genéricos. Por otro lado, incorporar a futuro la siguiente generación de centrales de concentración solar de torre solar y disco parabólico que soportarán altas temperaturas, tanto para bloques de potencia con mayor eficiencia, como almacenamiento calórico con dióxido de carbono y potencial uso directo del calor absorbido en procesos químicos como lo es el crackeo de amoníaco. Finalmente, el estudio e investigación de las fluctuaciones de demanda en el mercado de hidrógeno ligados a un uso final debe ser una incorporación futura del modelo para mejorar los tiempos de respuesta del modelo y la precisión de los resultados.

Se determina que la falta de experiencia sobre capacidad computacional y tiempos de modelación en optimización lineal fue un factor clave en no poder completar las simulaciones y sus análisis en la profundidad que se hubiese deseado.

9. Bibliografía

- [1] A. CHRISTENSEN, “Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe,” 2020. [Online]. Available: https://theicct.org/sites/default/files/publications/final_icct2020_assessment_of%20hydrogen_production_costs%20v2.pdf
- [2] “WORLD ENERGY TRANSITIONS OUTLOOK 1.5 C PATHWAY,” *IRENA*, 2021. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>
- [3] “Green growth opportunities for the decarbonization goal for Chile,” *Ministerio de Energía*, 2020. [Online]. Available: <https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/green-growth-opportunities-for-the-decarbonization-goal-for-chile-report.pdf>
- [4] “GREEN HYDROGEN A GUIDE TO POLICY MAKING,” *IRENA*, 2020. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2020/Nov/Green-hydrogen>
- [5] “Path to hydrogen competitiveness A cost perspective,” *Hydrogen Council*, 2020. [Online]. Available: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness-Full-Study-1.pdf>
- [6] “POWER-TO-HYDROGEN AND HYDROGEN-TO-X: SYSTEM ANALYSIS OF THE TECHNO-ECONOMIC, LEGAL AND REGULATORY CONDITIONS,” *Hydrogen TCP TASK 38 FINAL REPORT*, 2020. [Online]. Available: <https://www.ieahydrogen.org/download/17/task-reports/3572/final-report-af-web.pdf>
- [7] “HYDROGEN FROM RENEWABLE POWER TECHNOLOGY OUTLOOK FOR THE ENERGY TRANSITION,” *IRENA*, 2018. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power>
- [8] “GREEN HYDROGEN COST REDUCTION Scaling up electrolyzers to meet the 1.5C climate goal,” *IRENA*, 2020. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>
- [9] “Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness ,” *Hydrogen Council*, 2021. [Online]. Available: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>
- [10] “Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile,” *Ministerio de Energía 4e*, 2019. [Online]. Available: <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws>

com/wp-content/uploads/2020/07/24213909/Tecnolog%C3%ADas-del-hidr%C3%B3geno-y-perspectivas-para-Chile_2019.pdf

- [11] “Cuantificación del encadenamiento industrial y laboral para el desarrollo del hidrógeno en Chile,” *Ministerio de Energía 4e*, 2020. [Online]. Available: <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/10/22121744/Encadenamiento-Reporte-Final.pdf>
- [12] “SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF HYDROGEN FUEL SUPPLY CHAIN: THE CASE OF BRITISH COLUMBIA,” *CERC*. [Online]. Available: <https://cerc.ubc.ca/research/hydrogen/>
- [13] “Hydrogen-based energy conversion. More than storage: System flexibility,” *ATKearney Energy Transition Institute*, 2014. [Online]. Available: https://www.energy-transition-institute.com/documents/17779499/17781876/Hydrogen+Based+Energy+Conversion_FactBook.pdf/ab80d85b-faa3-9c7b-b12f-27d8bad0353e?t=1590787502834
- [14] “GREEN HYDROGEN SUPPLY A GUIDE TO POLICY MAKING,” *IRENA*, 2021. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2021/May/Green-Hydrogen-Supply-A-Guide-To-Policy-Making>
- [15] “Hydrogen: A renewable energy perspective,” *IRENA 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting*, 2019. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>
- [16] “DECARBONISING END-USE SECTORS: PRACTICAL INSIGHTS ON GREEN HYDROGEN,” *IRENA coalition FOR ACTION*, 2021. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2021/May/Decarbonising-end-use-sectors-green-hydrogen>
- [17] “INDUSTRIAL HEAT DECARBONIZATION ROADMAP,” *ICEF*, 2019. [Online]. Available: https://www.icef.go.jp/pdf/2019/roadmap/ICEF_Roadmap_201912.pdf
- [18] “Seizing today’s opportunities,” *IEA The Future of Hydrogen*, 2019. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- [19] “Pathways to an economically sustainable hydrogen industry in Australia,” *CSIRO National Hydrogen Roadmap*, 2018. [Online]. Available: https://www.csiro.au/-/media/Do-Business/Files/Futures/18-00314_EN_NationalHydrogenRoadmap_WEB_180823.pdf

- [20] “Estrategia Nacional de Calor y Frío,” *Ministerio de Energía*, 2021. [Online]. Available: <https://caloryfrio.minenergia.cl/>
- [21] “Global warming of 1.5°C,” *IPCC*, 2019. [Online]. Available: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_High_Res.pdf
- [22] “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde,” *Ministerio de Energía*, 2021. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- [23] “CARBONO NEUTRALIDAD EN EL SECTOR ENERGÍA,” *Ministerio de Energía*, 2020. [Online]. Available: <http://www.precioalcarbonochile.cl/wp-content/uploads/2020/10/Informe-Resumen-CN-2019.pdf>
- [24] “Estrategia,” *Ministerio de Energía*, 2021. [Online]. Available: <https://energia.gob.cl/h2/Estrategia>
- [25] “Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados,” *In-Data*, 2019. [Online]. Available: <https://corfo.cl/sites/Satellite?blobcol=urldata&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1475167933684&ssbinary=true>
- [26] J. Haas, F. Cebulla, W. Nowak, C. Rahmann, and R. Palma-Behnke, “A multi-service approach for planning the optimal mix of energy storage technologies in a fully-renewable power supply,” *Energy Conversion and Management*, vol. 178, pp. 355–368, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418310987>
- [27] J. Ferrari, “Chapter 5 - long-term capacity expansion planning,” in *Electric Utility Resource Planning*, J. Ferrari, Ed. Elsevier, 2021, pp. 139–172. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128198735000058>
- [28] “Energía ¿Cómo calcular cuánto cuesta generar la energía eléctrica?” *BID Invest*, 2018. [Online]. Available: <https://idbinvest.org/es/blog/energia/como-calcular-cuanto-cuesta-generar-la-energia-electrica>
- [29] F. G. GÓMEZ, “ANÁLISIS DEL USO DE HIDRÓGENO VERDE EN CAMIONES DE EXTRACCIÓN EN LA MINERÍA PARA CONTRIBUIR A LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO,” *UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS*, 2020. [Online]. Available: <https://repositorio.usm.cl/handle/11673/50108>

- [30] “CALOR SOLAR PARA PROCESOS INDUSTRIALES,” *GIZ*, 2020. [Online]. Available: <https://calorsolar.mx/wp-content/uploads/2020/06/GIZ-Estudio-potencial-CANAINCA-2020.pdf>
- [31] C. Batlle, “Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos Herramientas y metodologías de evaluación del futuro de la operación, planificación y expansión ,” *BID*, 2020. [Online]. Available: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/An%C3%A1lisis-del-impacto-del-incremento-de-la-generaci%C3%B3n-de-energ%C3%ADa-renovable-no-convencional-en-los-sistemas-el%C3%A9ctricos-latinoamericanos.pdf>
- [32] “Reporte Mensual del Sector Eléctrico Desafíos relacionados a la alta penetración de generación intermitente,” *Systep*, 2017. [Online]. Available: http://www.systep.cl/documents/reportes/062017_Systep_Reporte_Sector_Electrico.pdf
- [33] “FLEXIBILIDAD FRENTE A ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES: EL CASO CHILENO,” *Systep*, 2018. [Online]. Available: <http://www.systep.cl/documents/Charla-EIRE-DMER-H.%20Rudnick-Flexibilidad-frente-ERV-V03>
- [34] “Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes Informe Final,” *Asociación de Generadoras de Chile*, 2018. [Online]. Available: http://generadoras.cl/media/seminario/180611_Analisis_de_largo_plazo_para_el_sistema_electrico_nacional_de_Chile_considerando_fuentes_de_energia_variables_e_intermitentes.pdf
- [35] “The challenges of growing renewable energy in Chile,” *Systep*, 2019. [Online]. Available: <http://www.systep.cl/documents/SystepRudnick>
- [36] “Desafíos de la alta penetración de renovables variables en Chile,” *Systep*, 2017. [Online]. Available: <http://www.systep.cl/documents/WorkshopUChileHRudnick>
- [37] “Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells,” *IEA*, 2015. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e669e0b6-148c-4d5c-816b-a7661301fa96/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>
- [38] “Opportunities for Hydrogen Energy Technologies considering the National Energy Climate Plans,” *European Comission FCH 2 JU*, 2020. [Online]. Available: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/file_attach/Final%20Report%20Hydrogen%20in%20NECPs%20%28ID%209501746%29.pdf

- [39] “Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada,” *Fundación Naturgy*, 2020. [Online]. Available: https://www.naturgy.com/files/LIBRO_HIDROGENO_Fundaci%C3%B3n_Naturgy.pdf
- [40] “Cifras actualizadas de la minería Mayo 2020,” *Consejo Minero*, 2020. [Online]. Available: <https://consejominero.cl/wp-content/uploads/2020/06/Cifras-actualizadas-de-la-mineria-Mayo-2020.pdf>
- [41] “Informe de actualización del consumo energético de la minería del cobre al año 2019,” *COCHILCO*, 2020. [Online]. Available: <https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/Informe%20de%20Consumo%20de%20Energ%C3%ADa%202019.pdf>
- [42] “Emisiones de gases de efecto invernadero directos e indirectos en la minería del cobre al año 2019,” *COCHILCO*, 2020. [Online]. Available: <https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/Informe%20GEI%20Directos%20e%20Indirectos%20%202019%20Final%20con%20RPI.pdf>
- [43] “H2V Iniciativa Hidrógeno Verde,” *República de Chile*, 2021. [Online]. Available: https://www.senado.cl/senado/site/mm/20210113/asocfile/20210113233046/iniciativa_h2v.pdf
- [44] F. Jiménez Sáez, “Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil.” *Universidad de Chile*, 2020. [Online]. Available: <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/175586>
- [45] “Informe Preliminar Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) Periodo 2023-2027,” *Ministerio de Energía*, 2021. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_preliminar.pdf
- [46] “Informe Balance Nacional de Energía 2019,” *Ministerio de Energía*, 2019. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/2020_informe_anual_bne_2019.pdf
- [47] “Anuario estadístico 2020,” *Aduanas Gobierno de Chile*, 2020. [Online]. Available: <https://www.aduana.cl/estadisticasCOMEX/anuario/2020/anuario2020.html>
- [48] C. F. G. . L. REYES-BOZO, “El hidrógeno como vector energético PIEZA CLAVE EN LA DESCONTAMINACIÓN DE LA ECONOMÍA CHILENA,” *Universidad Autónoma de Chile*, 2019. [Online]. Available: <https://repositorio.uaautonoma.cl/handle/20.500.12728/3191>

- [49] “Impacto de los Tratados de Libre Comercio, hacia una Política Comercial Inclusiva,” *Ministerio de Relaciones Exteriores*, 2019. [Online]. Available: https://www.subrei.gob.cl/docs/default-source/estudios-y-documentos/impactotratadosdelibrecomercio.pdf?sfvrsn=bef839a4_1
- [50] “Gráfica Importaciones años 2014 - 2020,” *Aduanas Gobierno de Chile*, 2020. [Online]. Available: <https://www.aduana.cl/grafica-importaciones-anos-2014-2020/aduana/2016-12-12/173110.html>
- [51] “Gráfica Exportaciones años 2014 - 2020,” *Aduanas Gobierno de Chile*, 2020. [Online]. Available: <https://www.aduana.cl/grafica-exportaciones-anos-2014-2020/aduana/2016-12-12/110031.html>
- [52] “El 2023 zarpará el primer barco a hidrógeno verde y amoníaco del mundo,” *Reporte Sostenible*, 2021. [Online]. Available: <http://reportesostenible.cl/blog/el-2023-zarpar-el-primer-barco-a-hidrogeno-verde-y-amonaco-del-mundo/>
- [53] “Producción de hidrógeno verde requeriría 0,6 % de uso consuntivo del agua a nivel nacional,” *Electricidad*, 2021. [Online]. Available: <https://www.revistaei.cl/2020/08/19/produccion-de-hidrogeno-verde-requiere-06-de-uso-consuntivo-del-agua-a-nivel-nacional/>
- [54] “Identificación de zonas para el desarrollo de proyectos integrales de agua y energía,” *GIZ Centro de Energía*, 2020. [Online]. Available: https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2021/03/23170700/Informe_final-Agua-y-Energia-1.pdf
- [55] “REPORTE ANUAL DE LA EVOLUCIÓN DEL CLIMA EN CHILE,” *DGAC*, 2021. [Online]. Available: <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/06/ReporteClimatico2020-edmay2021.pdf>
- [56] “El cambio climático y los recursos hídricos de Chile,” *ODEPA*, 2018. [Online]. Available: <https://www.odepa.gob.cl/wp-content/uploads/2018/01/cambioClim12parte.pdf>
- [57] F. Ustolin, J. J. Lamb, O. S. Burheim, and B. G. Pollet, “Chapter — eight - energy and safety of hydrogen storage,” in *Hydrogen, Biomass and Bioenergy*, ser. Hydrogen and Fuel Cells Primers, J. J. Lamb and B. G. Pollet, Eds. Academic Press, 2020, pp. 133–153. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081026298000086>
- [58] Z. Cesaro, R. Nayak-Luke, and R. Bañares-Alcántara, “Chapter 2 - energy storage technologies: Power-to-x,” in *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an*

- Energy Vector*, A. Valera-Medina and R. Banares-Alcantara, Eds. Academic Press, 2021, pp. 15–26. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128205600000023>
- [59] M. GOVIL and J.-M. PROTH, “2 - definition of a supply chain,” in *Supply Chain Design and Management*, M. GOVIL and J.-M. PROTH, Eds. San Diego: Academic Press, 2002, pp. 7–16. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780122941511500023>
- [60] W. Klibi, A. Martel, and A. Guitouni, “The design of robust value-creating supply chain networks: A critical review,” *European Journal of Operational Research*, vol. 203, no. 2, pp. 283–293, 2010. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221709004792>
- [61] “Technology Data - Energy transport,” *ENERGINET Danish Energy Agency*, 2021. [Online]. Available: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-catalogue-transport-energy>
- [62] “Glosario,” *Ministerio de Energía*, 2020. [Online]. Available: <https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/glosario.pdf>
- [63] H. Dagdougui, “Models, methods and approaches for the planning and design of the future hydrogen supply chain,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 6, pp. 5318–5327, 2012, optimization Approaches to Hydrogen Logistics. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319911019288>
- [64] D. J, D. F, K.-B. D, O. C. R, and W. R. E, “Current status of chemical energy storage technologies,” Luxembourg (Luxembourg), Scientific analysis or review KJ-NA-30159-EN-N (online), 2020.
- [65] J. Davies, “Historical Analysis of FCH 2 JU Electrolyser Projects,” *European Commission*, 2021. [Online]. Available: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/5b9cd4b2-9d93-11eb-b85c-01aa75ed71a1/language-en>
- [66] “What is Generation Capacity?” *U.S. DOE*, 2020. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/ne/articles/what-generation-capacity>
- [67] “Why part load efficiency is important,” *DAIKIN*. [Online]. Available: https://www.daikinlebanon.com/en_us/knowledge-center/importance-of-part-load-efficiency.html
- [68] “Exploiting the benefits of part-load efficiency,” *MBS*, 2014. [Online]. Available: https://modbs.co.uk/news/fullstory.php/aid/13684/Exploiting_the_benefits_of_part-load_efficiency.html

- [69] M. Ebrahimi and A. Keshavarz, “3 - cchp evaluation criteria,” in *Combined Cooling, Heating and Power*, M. Ebrahimi and A. Keshavarz, Eds. Boston: Elsevier, 2015, pp. 93–102. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780080999852000032>
- [70] —, “2 - cchp technology,” in *Combined Cooling, Heating and Power*, M. Ebrahimi and A. Keshavarz, Eds. Boston: Elsevier, 2015, pp. 35–91. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780080999852000020>
- [71] “Industrial Oxygen,” *MVS*. [Online]. Available: <https://www.mvsengg.com/products/oxygen/oxygen-psa/>
- [72] G. Squadrito, A. Nicita, and G. Maggio, “A size-dependent financial evaluation of green hydrogen-oxygen co-production,” *Renewable Energy*, vol. 163, pp. 2165–2177, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148120316815>
- [73] G. S. Ogumerem, C. Kim, I. Kesisoglou, N. A. Diangelakis, and E. N. Pistikopoulos, “A multi-objective optimization for the design and operation of a hydrogen network for transportation fuel,” *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 131, pp. 279–292, 2018, energy Systems Engineering. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263876217307050>
- [74] G. S. Ogumerem, W. W. Tso, C. D. Demirhan, S. Y. Lee, H. E. Song, and E. N. Pistikopoulos, “Toward the optimization of hydrogen, ammonia, and methanol supply chains — the authors declare no competing interests and acknowledge financial support from the texas am energy institute and shell oil company,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 52, no. 1, pp. 844–849, 2019, 12th IFAC Symposium on Dynamics and Control of Process Systems, including Biosystems DYCOPS 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896319302551>
- [75] M. Fasihi and C. Breyer, “Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid pv-wind power plants,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 243, p. 118466, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652619333360>
- [76] G. Yang, Y. Jiang, and S. You, “Planning and operation of a hydrogen supply chain network based on the off-grid wind-hydrogen coupling system,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 41, pp. 20 721–20 739, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920320619>

- [77] B. Liu, S. Liu, S. Guo, and S. Zhang, “Economic study of a large-scale renewable hydrogen application utilizing surplus renewable energy and natural gas pipeline transportation in china,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 3, pp. 1385–1398, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919342375>
- [78] A. M. Ferrario, C. Amoruso, R. V. Robles, L. Del Zotto, E. Bocci, and G. Comodi, “Power-to-gas from curtailed res electricity in spain: potential and applications,” in *2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)*, 2020, pp. 1–6.
- [79] P. Xiao, W. Hu, X. Xu, W. Liu, Q. Huang, and Z. Chen, “Optimal operation of a wind-electrolytic hydrogen storage system in the electricity/hydrogen markets,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 46, pp. 24412–24423, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031992032512X>
- [80] Z. Deng and Y. Jiang, “Optimal sizing of wind-hydrogen system considering hydrogen demand and trading modes,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 20, pp. 11527–11537, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920306534>
- [81] J. Haas, L. Prieto-Miranda, N. Ghorbani, and C. Breyer, “Revisiting the potential of pumped-hydro energy storage: A method to detect economically attractive sites,” *Renewable Energy*, vol. 181, pp. 182–193, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121013070>
- [82] J. C. Osorio-Aravena, A. Aghahosseini, D. Bogdanov, U. Caldera, N. Ghorbani, T. N. O. Mensah, S. Khalili, E. Muñoz-Cerón, and C. Breyer, “The impact of renewable energy and sector coupling on the pathway towards a sustainable energy system in chile,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 151, p. 111557, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121008352>
- [83] M. Fasihi, R. Weiss, J. Savolainen, and C. Breyer, “Global potential of green ammonia based on hybrid pv-wind power plants,” *Applied Energy*, vol. 294, p. 116170, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S03606261920315750>
- [84] “ENERGY OF THE FUTURE? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H₂,” *SHELL HYDROGEN STUDY*, 2017. [On-

- line]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Andreas-Pastowski/publication/321332623_Shell_Hydrogen_Study_Energy_of_the_Future_Sustainable_Mobility_through_Fuel_Cells_and_H2/links/5a1d45f90f7e9b2a53170f7b/Shell-Hydrogen-Study-Energy-of-the-Future-Sustainable-Mobility-through-Fuel-Cells-and-H2.pdf
- [85] M. ReuÄ, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, and D. Stolten, "Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model," *Applied Energy*, vol. 200, pp. 290–302, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917305457>
- [86] "Costs of Storing and Transporting Hydrogen," *NREL*, 1998. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f12/25106.pdf>
- [87] G. Valenti, "2 - hydrogen liquefaction and liquid hydrogen storage," in *Compendium of Hydrogen Energy*, ser. Woodhead Publishing Series in Energy, R. B. Gupta, A. Basile, and T. N. VeziroÄlu, Eds. Woodhead Publishing, 2016, pp. 27–51. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978178242362100002X>
- [88] Y. L. Zainul Abdin, Chunguang Tang and K. Catchpole, "Large-scale stationary hydrogen storage via liquid organic hydrogen carriers," *iScience CellPress Open Acces*, 2021. [Online]. Available: [https://www.cell.com/iscience/pdf/S2589-0042\(21\)00934-2.pdf](https://www.cell.com/iscience/pdf/S2589-0042(21)00934-2.pdf)
- [89] "D2.2 Public report on industrial requirements," *ARENHA*, 2020. [Online]. Available: https://arenha.eu/sites/arenha.drupal.pulsartecnalia.com/files/documents/ARENHA-WP2-D22-DLR-ENGIE_11012020-final.pdf
- [90] K. Rouwenhorst, P. Krzywda, N. Benes, G. Mul, and L. Lefferts, "Chapter 4 - ammonia production technologies," in *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector*, A. Valera-Medina and R. Banares-Alcantara, Eds. Academic Press, 2021, pp. 41–83. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128205600000047>
- [91] N. De Vries, E. Okafor, M. Gutesa-Bozo, H. Xiao, and A. Valera-Medina, "Chapter 6 - use of ammonia for heat, power and propulsion," in *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector*, A. Valera-Medina and R. Banares-Alcantara, Eds. Academic Press, 2021, pp. 105–154. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128205600000060>

- [92] “INNOVATION OUTLOOK RENEWABLE METHANOL,” *IRENA*, 2021. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol>
- [93] M. Hurskainen, “Liquid organic hydrogen carriers (LOHC) - Concept evaluation and techno-economics,” *VTT*, 2017. [Online]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/292476271.pdf>
- [94] “THE POTENTIAL OF POWER-TO-GAS,” *ENEA*, 2016. [Online]. Available: <https://www.enea-consulting.com/static/3663dbb115f833de23e4c94c8fa399ec/enea-the-potential-of-power-to-gas.pdf>
- [95] “H2A Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis Models and Conventional Pathway Options Analysis Results,” *NREL*, 2008. [Online]. Available: https://www.energy.gov/sites/default/files/2014/03/f9/nexant_h2a.pdf
- [96] “A pathway to DECARBONISE THE SHIPPING SECTOR By 2050,” *IRENA*, 2021. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Oct/IRENA_Decarbonising_Shipping_2021.pdf
- [97] S. Horvath, M. Fasihi, and C. Breyer, “Techno-economic analysis of a decarbonized shipping sector: Technology suggestions for a fleet in 2030 and 2040,” *Energy Conversion and Management*, vol. 164, pp. 230–241, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418302152>
- [98] U. BÄ́nnger, J. Michalski, F. Crotogino, and O. Kruck, “7 - large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications,” in *Compendium of Hydrogen Energy*, ser. Woodhead Publishing Series in Energy, M. Ball, A. Basile, and T. N. VeziroÄllu, Eds. Oxford: Woodhead Publishing, 2016, pp. 133–163. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781782423645000075>
- [99] J. Gorre, F. Ruoss, H. Karjunen, J. Schaffert, and T. TynjÄlÄ, “Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for power-to-gas plants in dynamic operation,” *Applied Energy*, vol. 257, p. 113967, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191931654X>
- [100] “Technology Data - Energy storage,” *ENERGINET Danish Energy Agency*, 2020. [Online]. Available: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage>

- [101] J. E. Zhiwen Ma and J. Kurtz, “Fuel Cell Backup Power Unit Configuration and Electricity Market Participation: A Feasibility Study,” *NREL*, 2017. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67408.pdf>
- [102] Z. Cesaro, J. Thatcher, and R. Bañares-Alcantara, “Chapter 9 - technoeconomic aspects of the use of ammonia as energy vector,” in *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector*, A. Valera-Medina and R. Banares-Alcantara, Eds. Academic Press, 2021, pp. 209–219. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128205600000096>
- [103] A. Almansoori and N. Shah, “Design and operation of a future hydrogen supply chain: Snapshot model,” *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 84, no. 6, pp. 423–438, 2006. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263876206729185>
- [104] L. Li, H. Manier, and M.-A. Manier, “Hydrogen supply chain network design: An optimization-oriented review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 103, pp. 342–360, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118308633>
- [105] A. Almansoori and N. Shah, “Design and operation of a future hydrogen supply chain: Multi-period model,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 19, pp. 7883–7897, 2009. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031990901235X>
- [106] —, “Design and operation of a stochastic hydrogen supply chain network under demand uncertainty,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 5, pp. 3965–3977, 2012, portable Fuel Cells “ Fundamental and Applications (ISPF2010). [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319911025894>
- [107] N. Johnson and J. Ogden, “A spatially-explicit optimization model for long-term hydrogen pipeline planning,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 6, pp. 5421–5433, 2012, optimization Approaches to Hydrogen Logistics. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319911020349>
- [108] S. De-Leñ Almaraz, C. Azzaro-Pantel, L. Montastruc, and S. Domenech, “Hydrogen supply chain optimization for deployment scenarios in the midi-pyrénées region, france,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 23, pp. 11 831–11 845, 2014. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319914015778>

- [109] S. Samsatli, I. Staffell, and N. J. Samsatli, “Optimal design and operation of integrated wind-hydrogen-electricity networks for decarbonising the domestic transport sector in great britain,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 1, pp. 447–475, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319915300574>
- [110] A. Ochoa Bique and E. Zondervan, “An outlook towards hydrogen supply chain networks in 2050 – design of novel fuel infrastructures in germany,” *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 134, pp. 90–103, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263876218301643>
- [111] P. Agnolucci and W. McDowall, “Designing future hydrogen infrastructure: Insights from analysis at different spatial scales,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 13, pp. 5181–5191, 2013. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319913004084>
- [112] S. De-Leñ Almaraz, C. Azzaro-Pantel, L. Montastruc, and M. Boix, “Deployment of a hydrogen supply chain by multi-objective/multi-period optimisation at regional and national scales,” *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 104, pp. 11–31, 2015. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263876215002506>
- [113] C. Yang and J. M. Ogden, “Renewable and low carbon hydrogen for california – modeling the long term evolution of fuel infrastructure using a quasi-spatial times model,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 11, pp. 4250–4265, 2013. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319913003273>
- [114] W. Won, H. Kwon, J.-H. Han, and J. Kim, “Design and operation of renewable energy sources based hydrogen supply system: Technology integration and optimization,” *Renewable Energy*, vol. 103, pp. 226–238, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116310072>
- [115] N. Murthy Konda, N. Shah, and N. P. Brandon, “Optimal transition towards a large-scale hydrogen infrastructure for the transport sector: The case for the netherlands,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 4619–4635, 2011. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319911001492>
- [116] M. Kim and J. Kim, “An integrated decision support model for design and operation of a wind-based hydrogen supply system,” *International Journal*

- of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 7, pp. 3899–3915, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319916332001>
- [117] J.-H. Han, J.-H. Ryu, and I.-B. Lee, “Modeling the operation of hydrogen supply networks considering facility location,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 6, pp. 5328–5346, 2012, optimization Approaches to Hydrogen Logistics. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319911008329>
- [118] J. Kim and I. Moon, “Strategic design of hydrogen infrastructure considering cost and safety using multiobjective optimization,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, no. 21, pp. 5887–5896, 2008. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319908008434>
- [119] S. Han and J. Kim, “A multi-period milp model for the investment and design planning of a national-level complex renewable energy supply system,” *Renewable Energy*, vol. 141, pp. 736–750, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119304938>
- [120] S.-K. Seo, D.-Y. Yun, and C.-J. Lee, “Design and optimization of a hydrogen supply chain using a centralized storage model,” *Applied Energy*, vol. 262, p. 114452, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919321403>
- [121] M. Kim and J. Kim, “Optimization model for the design and analysis of an integrated renewable hydrogen supply (irhs) system: Application to korea’s hydrogen economy,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 38, pp. 16 613–16 626, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319916320663>
- [122] G. Lopez, A. Aghahosseini, D. Bogdanov, T. N. O. Mensah, N. Ghorbani, U. Caldera, A. Prada Rivero, J. Kissel, and C. Breyer, “Pathway to a fully sustainable energy system for bolivia across power, heat, and transport sectors by 2050,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 293, p. 126195, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652621004157>

A. Anexo: Respaldos de simulaciones

Todos los antecedentes del proyecto, que permiten replicar cada uno de los resultados obtenidos se encuentran disponibles en la siguiente dirección “<https://drive.google.com/drive/folders/10GWxTZmYSoBOFOBlabeHV3d57wtRGhqe>”.

A continuación, se describe el contenido de cada carpeta:

- “REFERENCIAS DE BASE DE DATOS”: contiene todas las proyecciones tanto de costos como parámetros de las tecnologías para cada período de simulación. Se hace referencia explícita a los documentos que respaldan cada una de las proyecciones y se entrega una explicación a cada cálculo realizado.
- “REPARTICION DEMANDA MODELO REDUCIDO”: contiene la distribución sectorial y por hora de cada uno de los niveles de demanda según las características que presenta el caso de estudio correspondiente. Su definición toma como referencia el estudio PELP (2023 a 2027).
- “CONFIGURACION GEOREFERENCIADA”: contiene el diseño de la red de nodos aplicados al caso de estudio a partir de información pública y características propias del sector utilizada como entrada al modelo de optimización.
- “MODELO ORIGINAL”: contiene la base de datos original considerada para el caso base de las simulaciones. Su aplicación contempla todos los nodos posibles y un año completo de simulación. Como se explica en el documento, no fue posible utilizar esta base de datos dados los tiempos de simulación requeridos.
- “CASOS SIMULADOS”: contiene los datos de entrada y resultados de cada escenario simulado (110) en el trabajo de título. Además, contempla planillas y gráficos con resúmenes que facilitan su análisis y que forman parte del trabajo realizado.
- “MODELO DE VALIDACION”: contiene una versión adaptada del modelo que permite realizar verificaciones a cada tecnología utilizada en el modelo con casos sencillos que dejan en evidencia el correcto funcionamiento de éstas.