



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

**“DISEÑO DE UN PROCEDIMIENTO REVERSIBLE BASADO EN
HIDRÓGENO VERDE COMO VECTOR ENERGÉTICO DE APOYO A LA
GENERACIÓN RENOVABLE EN CHILE”**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

CARLA LORENA KOTTHOFF CÁCERES

**PROFESORA GUÍA:
MARIÓN DÍAZ GONZÁLEZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PABLO GONZÁLEZ INOSTROZA
FRANCISCO RIVERA SERRANO**

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por Acciona Energía Chile

**SANTIAGO DE CHILE
2022**

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE: INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA**

POR: CARLA LORENA KOTTHOFF CÁCERES

FECHA: 2022

PROFESORA: MARIÓN DÍAZ GONZÁLEZ

**DISEÑO DE UN PROCEDIMIENTO REVERSIBLE BASADO EN HIDRÓGENO VERDE
COMO VECTOR ENERGÉTICO DE APOYO A LA GENERACIÓN RENOVABLE EN
CHILE.**

En los últimos años, Chile ha hecho grandes avances en materia energética. En el 2019 se trazó un plan de retiro de la totalidad de las centrales térmicas a carbón y las energías renovables no convencionales (ERNC) han ido aumentando su participación en el parque generador. El cierre de las centrales a carbón requiere de la entrada de tecnologías de reemplazo que permitan mantener las reservas operacionales. Por otra parte, el aumento de ERNC ha vuelto imperativo el desarrollo de inversiones en transmisión y en almacenamiento para evitar vertimientos de energía.

El objetivo de este trabajo es diseñar y evaluar un procedimiento de conversión de energía a hidrógeno y de hidrógeno a energía sobre la base de tecnología existente. El estudio considera la cadena completa de transformación del gas, es decir, desde el punto de producción, donde la generación de hidrógeno mitigaría las reducciones de energía en una central renovable, pasando por el transporte y almacenamiento para, finalmente, utilizar el hidrógeno en reemplazo del combustible en una central de ciclo combinado, con el fin de reducir sus emisiones.

Los resultados obtenidos durante el periodo de verano indican que el sistema es técnicamente viable. En el mejor caso, con el electrolizador operando a la mayor presión y temperatura factibles, y considerando el transporte por gasoductos, la cadena de suministro completa tiene una eficiencia de un 34,3%. Por otra parte, el funcionamiento del sistema está estrechamente relacionado con la estación de análisis. Una consecuencia de esto es que en cada temporada se tendría un requerimiento distinto de hidrógeno, con un sobredimensionamiento en aquellos meses donde la turbina opera a una menor capacidad.

La solución propuesta abarca 2 problemas: los vertimientos de energía y las emisiones de termoeléctricas a gas, que serán fundamentales en la operación una vez que se cierren las plantas a carbón. La aplicación estudiada podría ser de gran utilidad en el futuro, considerando que en algunos países de Europa ya se cuenta con altos impuestos al dióxido de carbono y que Chile posee importantes niveles de reducciones de generación renovable. El presente trabajo, además de evaluar la solución en un contexto chileno, constituye una base técnica para el estudio de esta clase de proyectos en cada una de las etapas de la conversión del gas, desde la producción hasta su transformación en energía.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mis papás por apoyarme a lo largo de todas las etapas de mi vida. Por las risas y la compañía cuando estaba contenta, y por aconsejarme cuando me sentía desanimada. También quiero agradecer a mi hermana por creer en mí y ayudarme cada vez que lo necesitaba (mención honrosa al cris que me enseñó a usar Word).

Quiero agradecer a mis amigos de Linares, la Nati, Vale, Pía y Choclo, que a pesar de la distancia siempre estuvieron preocupados de mí cuando estaba en Santiago y que han sido un gran soporte desde que volví. A mis amigos de la U, la Vale, Rodrigo, Joaquín, Maxi, Jota, Isi, los francos, Cata y Paulo, sin los cuales esta etapa habría sido mil veces más difícil y mucho menos divertida.

Agradezco a mi profesora guía Marión, por orientarme y apoyarme durante todo el proceso y al profesor Pablo, por sus ideas e interés en mi trabajo. A la empresa Acciona, por darme la oportunidad de desarrollar esta memoria y la confianza depositada en mí.

Finalmente quiero agradecerle a mi abuelita, que no alcanzó a verme terminar esta etapa, pero que siempre me inculcó la importancia de estudiar y a quien extraño todos los días.

Tabla de contenido

Resumen	II
Agradecimientos	III
1. Introducción.....	1
1.1. Motivación	1
1.2. Descripción del problema	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Alcances	4
2. Marco teórico.....	5
2.1. Introducción	5
2.2. Producción de hidrógeno	8
2.2.1. Hidrógeno a partir de combustibles fósiles	8
2.2.2. Hidrógeno a partir de fuentes renovables	9
2.3. Almacenamiento y transporte de hidrógeno	11
2.3.1. Almacenamiento	11
2.3.2. Transporte	13
2.4. Generación eléctrica a partir de hidrógeno	14
2.4.1. Celda de combustible	14
2.4.2. Combustión en centrales de ciclo combinado	14
3. Estado de arte.....	18
4. Cadena de suministro del hidrógeno	20
4.1. Producción de hidrógeno	20
4.2. Reemplazo de gas natural por hidrógeno en una turbina a gas	22
4.3. Pérdidas en almacenamiento y transporte	25
4.3.1. Carretera	26
4.3.2. Gasoductos	27
4.3.3. Emisiones	28
5. Metodología.....	29
5.1. Antecedentes	30
5.2. Cálculo de demanda y producción de hidrógeno	31

5.3.	Almacenamiento y transporte	32
5.3.1.	Gasoductos	32
5.3.2.	Carretera	32
6.	Resultados y análisis.....	34
6.1.	Caso base	34
6.2.	Análisis de sensibilidad	39
6.2.1.	Distancia	39
6.2.2.	Presión	40
6.2.3.	Temperatura.....	41
6.2.4.	Capacidad de contenedor gaseoso	43
6.2.5.	Estación	43
7.	Conclusión.....	46
7.1.	Conclusión	46
7.2.	Trabajo futuro	48
8.	Bibliografía.....	49
Anexo A: Validación de modelos de electrolizador y de reemplazo de GN por hidrógeno en turbina a gas.....		58
A.1.	Curva de polarización.....	58
A.2.	Reemplazo de GN	58
Anexo B: Cálculo de factor de compresibilidad Z		60
Anexo C: Antecedentes y ejemplos.....		61
C.1.	Porcentaje de vertimiento mensual.....	61
C.2.	Generación de central solar	61
C.3.	Operación de central de ciclo combinado.....	62
C.4.	Producción y demanda diaria de hidrógeno	63
C.5.	Llenado de tanques 1 y 2	64

Índice de tablas

Tabla 2-1: Propiedades del hidrógeno [8].	5
Tabla 2-2: principales métodos de producción de hidrógeno y sus características. Adaptada de [25], [26].	8
Tabla 2-3: Tipos de electrólisis y características principales. Adaptada de [31].	10
Tabla 2-4: comparación de métodos de almacenamiento físico del hidrógeno. Adaptada de [45].	12
Tabla 2-5: Comparación entre hidrógeno y gas natural [54].	16
Tabla 5-1: datos de electrolizador [92].	31
Tabla 5-2: Datos Central Atacama [94].	32
Tabla 5-3: especificaciones de tanque de hidrógeno líquido y gaseoso [96].	32
Tabla 6-1: Resumen de resultados para el electrolizador durante el periodo de verano.	34
Tabla 6-2: Resumen de resultados para la turbina a gas durante el periodo de verano.	34
Tabla 6-3: Resumen de resultados para el transporte durante el periodo de verano.	35
Tabla 6-4: Eficiencia en función de la distancia para las 3 opciones de transporte.	40
Tabla 6-5: Eficiencia total para la electrólisis de baja presión.	41
Tabla 6-6: Eficiencia total para la electrólisis de baja temperatura.	42
Tabla 6-7: Eficiencia para el transporte de hidrógeno gaseoso por carretera con una mayor capacidad.	43
Tabla 6-8: Resumen de resultados para la turbina a gas durante el resto del año.	44
Tabla 6-9: Resumen de resultados para el electrolizador durante el resto del año.	44
Tabla 7-1: Resumen operación de sistema basado en hidrógeno durante todo el año.	47
Tabla A-1: Especificaciones 9F.04 [101].	58
Tabla A-2: Resultado para 9F.04 comparados con datos de [56].	59
Tabla B-1: Error entre modelo y puntos de prueba [103].	60

Índice de figuras

Figura 2-1: Aplicaciones y principales materias primas a partir de las cuales.....	6
Figura 2-2: Cadena de suministro del hidrógeno.....	7
Figura 2-3: Diagrama de electrolizador alcalino (a), electrolizador PEM (b) y electrolizador SOEC (c). adaptado de [32].....	11
Figura 2-4: esquema de central térmica de ciclo combinado. Adaptado de [52].	15
Figura 2-5: Índice Wobbe para mezclas de hidrógeno y gas natural. En rojo se muestran los límites de variación del índice de un 2 % y un 5 %	17
Figura 4-1: Celda PEM. Adaptado de [25], [82].	21
Figura 4-2: diagrama de bloques de modelo de electrolizador. Adaptado de [34].....	22
Figura 4-3: 3 rutas para el transporte de hidrógeno gaseoso por tuberías (<i>TH2</i>), gaseoso por camiones (<i>GH2</i>) y líquido por camiones (<i>LH2</i>).	26
Figura 4-4: Funcionamiento de una tubería de gas. Adaptado de [49].....	28
Figura 5-1: Diagrama de metodología.....	30
Figura 6-1: Curva de carga y descarga del reservorio para el transporte por gasoductos (a), camión en forma de gas (b) e hidrógeno líquido (c).....	36
Figura 6-2: Flujos de energía para el caso base.....	37
Figura 6-3: Pérdidas de energía para el caso base	38
Figura 6-4: Eficiencia y emisiones en el transporte (sin considerar almacenamiento) con $P_{el}=30 \text{ bar}$ y	39
Figura 6-5: Pérdidas de energía para electrólisis de baja presión (1 bar)	41
Figura 6-6: Pérdidas de energía para electrólisis de baja temperatura (30 °C)	42
Figura 6-7: Pérdidas de energía para caso con una mayor capacidad de transporte de hidrógeno gaseoso mediante camiones.....	43
Figura 6-8: Curva de carga y descarga del reservorio para el transporte por gasoductos en otoño (a), invierno (b) y primavera (c).	45
Figura A-1: Curva VI modelo replicado versus datos experimentales [34].	58
Figura C-1: Porcentaje de reducciones durante el año 2020 de una central.....	61
Figura C-2: Perfil de generación diaria de central solar durante el año 2020.	62
Figura C-3: Operación de turbina VG1A durante el año 2020.....	63
Figura C-4 : Demanda y producción de hidrógeno de un día típico (a), generación de la central solar y su reducción (b)	64
Figura C-5: Carga y descarga de tanques de transporte por carretera (sin considerar demanda de hidrógeno).....	65

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El mayor causante del cambio climático son los gases de efecto invernadero (GEI) producidos por la actividad humana. En el año 2019 las concentraciones atmosféricas de estos gases alcanzaron niveles sin precedentes, con una concentración de dióxido de carbono de un 148%, superior respecto a valores preindustriales [1]. Con el ritmo de crecimiento actual, para alcanzar la meta de un aumento máximo de temperatura de 1,5 °C, se debe llegar a cero emisiones netas de CO_2 en el año 2050 [2], lo que implica una transformación económica y social. En este contexto, en el año 2015 fue firmado el Acuerdo de París, un tratado internacional adoptado por 196 naciones, entre ellas Chile, creado con el fin de detener el cambio climático [3].

En Chile, el sector de la energía es el que más genera GEI según datos del 2018. Un 39% de las emisiones son producidas por la generación de energía eléctrica, seguido del transporte con un 33%, un 18% de las industrias manufactureras y el 9% restante de otros sectores [4]. En consecuencia, uno de los ejes para combatir el cambio climático es el reemplazo paulatino de las tecnologías actuales de generación térmica basadas en carbón y gas natural; y el desarrollo de nuevas técnicas que permitan cubrir las necesidades energéticas a nivel país. Como parte del tratado, Chile también debe proponer soluciones y adoptar compromisos en aras de reducir sus emisiones de GEI.

Sobre este último punto, en Chile se han hecho grandes avances en materia energética. En el año 2019 se trazó un plan de retiro de la totalidad de las centrales térmicas a carbón al año 2040 [5], que comprenden un 18% de la capacidad instalada. Por otra parte, la generación de energías renovables no convencionales (ERNC) ha ido aumentando su participación en el parque generador, alcanzando 6.815 MW, un 28,15% de la capacidad instalada total [6], y se espera que esta cifra aumente a un 40% en el año 2030, según la meta propuesta por el Ministerio de Energía [7].

El cambio de paradigma en el sector energético no está exento de desafíos. El cierre de las centrales a carbón requiere de la entrada de tecnologías de reemplazo que permitan mantener las reservas operacionales, con el fin de asegurar la suficiencia y seguridad del suministro eléctrico. Por otra parte, el aumento de las energías renovables ha vuelto imperativo el desarrollo de inversiones en transmisión y en almacenamiento, de manera de aprovechar al máximo su aporte a la descarbonización [5]. Actualmente, existen numerosas alternativas basadas en tecnologías con capacidad de regulación, como son las centrales de Concentración Solar de Potencia (CSP), las centrales de bombeo (PHS por su sigla en inglés *Pumped Hydro Storage*) y los sistemas de almacenamiento a base de baterías (BESS), cada una de las cuales permite apoyar a la descarbonización de la matriz energética en distinta medida [8].

Otra alternativa que ha surgido en el último tiempo es el Hidrógeno, que extraído a partir de energías renovables constituye un combustible de cero emisiones. Algunas ventajas de este recurso son su abundancia, además de tener una alta eficiencia de conversión y facilidad para transformarlo en otras formas de energía. También existen diversas maneras de almacenarlo, posibilitando su transporte en largas distancias. Además, posee un alto poder calorífico comparado con otros combustibles [9].

El hidrógeno se puede obtener a partir de 3 métodos: fotólisis, termólisis y electrólisis. Este último consiste en separar las moléculas de agua en hidrógeno (H_2) y Oxígeno (O_2) aplicando una fuente de energía eléctrica, que de ser renovable le da la denominación de "hidrógeno verde". Luego del proceso de conversión, el hidrógeno puede ser transportado en forma líquida o gaseosa, usando ductos al igual que otros combustibles y almacenado a gran escala para, finalmente, ser transformado en electricidad empleando celdas de combustible o mediante combustión en generadoras a gas de ciclo combinado tradicionales, adaptadas a hidrógeno [8].

Dadas las características del hidrógeno y las ventajas que Chile posee para la producción de este combustible, que se estima será la más barata a nivel mundial [10], se genera una oportunidad de aprovechar sus características, explorando su aplicación como vector energético en apoyo a otras fuentes de generación renovables, con el fin de darles flexibilidad adicional en la producción de energía.

1.2. Descripción del problema

Las energías renovables catalogadas como “no convencionales” corresponden a: eólica, hidroeléctrica a pequeña escala ($< 20 MW$), biomasa, biogás, geotermia, mareomotriz y la energía solar [11]. En Chile, un 54,5% de la capacidad instalada de generación eléctrica corresponde a energías renovables, de los cuales un 28,15% son ERNC [12]. Este porcentaje está conformado por solar fotovoltaica, con un 14,3%, seguida de energía eólica con 9,6% y en porcentajes menores por Minihidráulica de Pasada (2,3%), biomasa (1,8%) y geotérmica (0,15%) [6].

Chile está experimentando grandes avances gracias a su enorme potencial para el desarrollo de energías renovables, que supera ampliamente el crecimiento de la demanda de energía a nivel nacional, con más de $2,2 TW$ entre potencial eólico, solar fotovoltaico, concentración solar e hidroeléctrico [13]. A enero del año 2022 se encuentran en construcción 86 proyectos de los cuales un 98,4% corresponden a energías renovables, con un 57,5% de centrales solares [14]. Incluso, en los escenarios más conservadores de las proyecciones de la Comisión Nacional de Energía, las energías renovables no convencionales ocupan un 38% de la capacidad instalada total al 2030 [15].

La integración de las ERNC supone numerosas ventajas e impactos en el desempeño de los sistemas eléctricos. La variabilidad y las restricciones de localización traen consigo desafíos relacionados con los flujos de potencia, en los que se ha observado el reenvío o reducción de la producción de energía debido a las congestiones en sistemas de transmisión (vertimiento); con la estabilidad, donde la falta de generadores sincrónicos incrementa los tiempos de recuperación luego de fallas, además de hacer más complejo el control de voltaje y frecuencia, y en el balance

de energía, acrecentando los desbalances entre oferta y demanda [16]. En particular, los excesos se originan cuando los generadores producen más energía que la demandada o cuando el sistema de transmisión alcanza su máxima capacidad y no puede evacuar los flujos de potencia hacia la demanda. En estos casos se debe reducir la producción de la planta, lo que comúnmente se conoce como *curtailment* o vertimiento [17].

El desarrollo de nuevas tecnologías es fundamental para abordar los desafíos que supone el aumento de energías renovables variables en el parque generador. Para reducir las consecuencias de la variabilidad de algunas energías, se tienen las “fuentes de flexibilidad”, que aportan la capacidad de modificar la producción o el consumo en los sistemas eléctricos. Algunos ejemplos son: la generación flexible, contar con recursos del lado de la demanda, interconexión, almacenamiento de energía y conversión de electricidad en gases (*power-to-gas* o P2G) [18].

El concepto de convertir la electricidad en gas consiste en usar el exceso de energía eléctrica para producir hidrógeno, por medio de electrólisis del agua. El hidrógeno puede ser usado directamente como vector energético o convertido en metano, gas de síntesis, combustibles líquidos, químicos o nuevamente en energía eléctrica (H2P) [19].

En este trabajo se explora la conversión de electricidad en hidrógeno y viceversa como método para mejorar la flexibilidad del sistema, utilizando energía que de otro modo sería vertida dadas las limitaciones en la transmisión.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo de este trabajo es diseñar y evaluar un procedimiento de conversión de energía a hidrógeno y de hidrógeno a energía sobre la base de tecnología existente, considerando la cadena completa de transformación del gas, desde el punto de producción hasta la reinyección a la red.

1.3.2. Objetivos específicos

- Estudiar los procesos de producción de hidrógeno, con especial énfasis en la electrólisis del agua, de manera de determinar cuál electrolizador es el más adecuado dada la aplicación junto a fuentes de generación variable.
- Investigar sobre las variables involucradas en el almacenamiento del hidrógeno, tales como los métodos principales usados actualmente, el volumen, la conservación, el transporte, entre otros, para determinar los requerimientos de este gas e incluirlos en el diseño.
- Modelar el reemplazo de un combustible en una central térmica de ciclo combinado por hidrógeno.
- Obtener un modelo que permita determinar las variables del proceso completo, es decir, la potencia a convertir, el almacenamiento (volúmenes, procesos de conservación, transporte, entre otros) y la energía resultante de convertir el hidrógeno nuevamente en energía.
- Evaluar el potencial de este combustible como vector energético de apoyo a fuentes de generación renovable variable en Chile para evitar el vertimiento.

1.4. Alcances

Los alcances de este trabajo comprenden el desarrollo de un modelo de cálculo en Matlab y la evaluación del procedimiento de convertir la energía eléctrica en hidrógeno y viceversa. La metodología contempla:

- Estimar el hidrógeno a producir a partir de reducciones de generación en una central.
- Obtener volúmenes a reemplazar de gas natural por hidrógeno en una turbina a gas.
- Evaluar las pérdidas en almacenamiento y transporte considerando distintos métodos.
- Un estudio de sensibilidad sobre la base de parámetros como la distancia, condiciones de operación del electrolizador, entre otros.

Si bien se mencionan algunas variables económicas como impuestos y el precio del hidrógeno, esta memoria solo cubre los aspectos técnicos de la cadena de suministro, no está contemplada una evaluación económica.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Introducción

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica y el más común en el universo. Este gas es también uno de los elementos más abundantes en el planeta Tierra, formando parte de una amplia variedad de compuestos orgánicos e inorgánicos como el agua, hidrocarburos, carbohidratos y aminoácidos. Dado que las moléculas de hidrógeno son livianas, las fuerzas gravitacionales de la Tierra son insuficientes para atraparlas en la atmósfera. El hidrógeno puro es extremadamente raro en la Tierra y para obtenerlo debe aplicarse energía para romper los enlaces con otros elementos [20]. Algunas propiedades del hidrógeno se muestran en la Tabla 0-1.

Tabla 0-1: Propiedades del hidrógeno [8].

Propiedad	Valor	Unidad
Densidad (gas)	0,0899	Kg/Nm ³
Densidad (líquido)	70,79	Kg/m ³
Temperatura de ebullición	21,15	K
	-252	°C
Poder calorífico inferior	33,33	kWh/kg

El hidrógeno puede ser extraído de otros compuestos a partir de 3 procesos: termólisis, fotólisis y electrólisis. La termólisis transforma materiales como etanol, gas natural o gasolina en hidrógeno, mediante reacciones químicas desencadenadas por una fuente de calor. La fotólisis, en cambio, usa la energía de la luz para producir hidrógeno a partir de procesos fotobiológicos o fotoelectroquímicos. La última forma consiste en extraer el hidrógeno presente en el agua aplicando energía eléctrica [21]. La mayor parte del hidrógeno se obtiene de combustibles fósiles como gas natural, petróleo y carbón, como se muestra en la Figura 0-1.

Actualmente, el hidrógeno es usado como materia prima en la industria. Sus aplicaciones incluyen: en refinerías en el tratamiento de crudo pesado mediante hidrocrackeo y la eliminación de sulfuro, nitrógeno y metales administrando hidrotratamientos; la producción de amoníaco aplicando procesos de Haber-Bosch, síntesis de metanol, en la elaboración del acero, hidrogenación

de grasas y aceites (industria alimentaria), fabricación de vidrio (como gas inerte), en la industria electrónica, procesamiento de metal y en generación térmica como refrigerante [8].

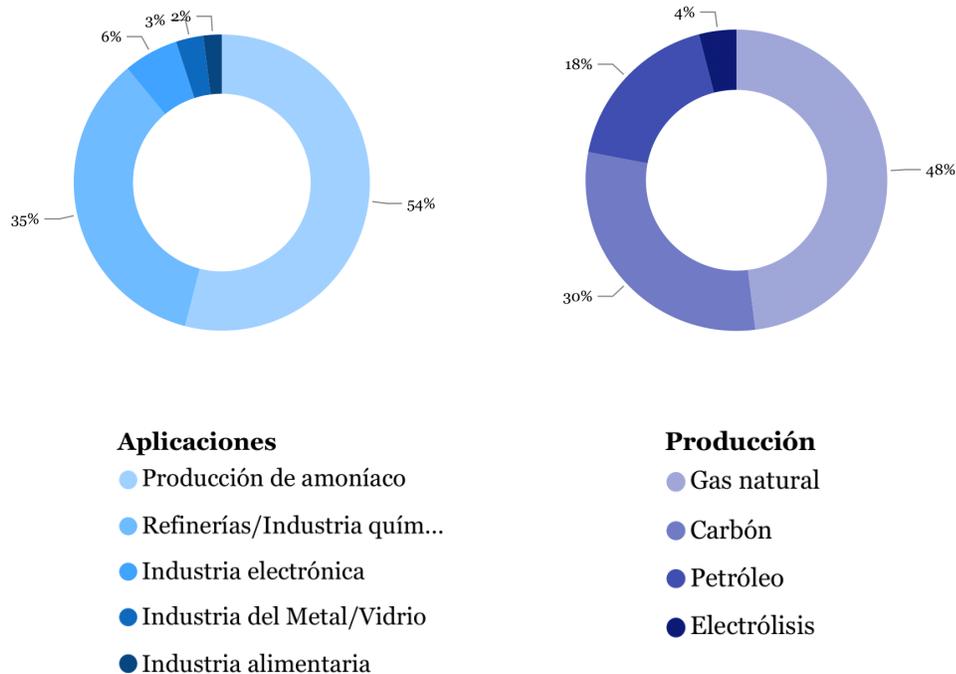


Figura 0-1: Aplicaciones y principales materias primas a partir de las cuales se extrae el hidrógeno. Adaptado de [22] y [23].

Dada la condición del hidrógeno como vector energético, también tiene potencial reemplazando a combustibles fósiles en otros sectores económicos como el transporte, donde ya existen avances, y de sustituto del gas natural [8].

En la Figura 0-2 se muestra la cadena de suministro del hidrógeno. Este combustible se puede obtener a partir de combustibles fósiles (hidrógeno gris o azul) y de fuentes renovables como la biomasa o el agua. Luego del proceso de conversión, el hidrógeno puede ser almacenado en forma líquida o gaseosa, transportado usando ductos al igual que otros combustibles o camiones, para, finalmente, ser transformado en electricidad mediante celdas de combustible o por combustión en generadoras a gas de ciclo combinado tradicionales, adaptadas a hidrógeno.

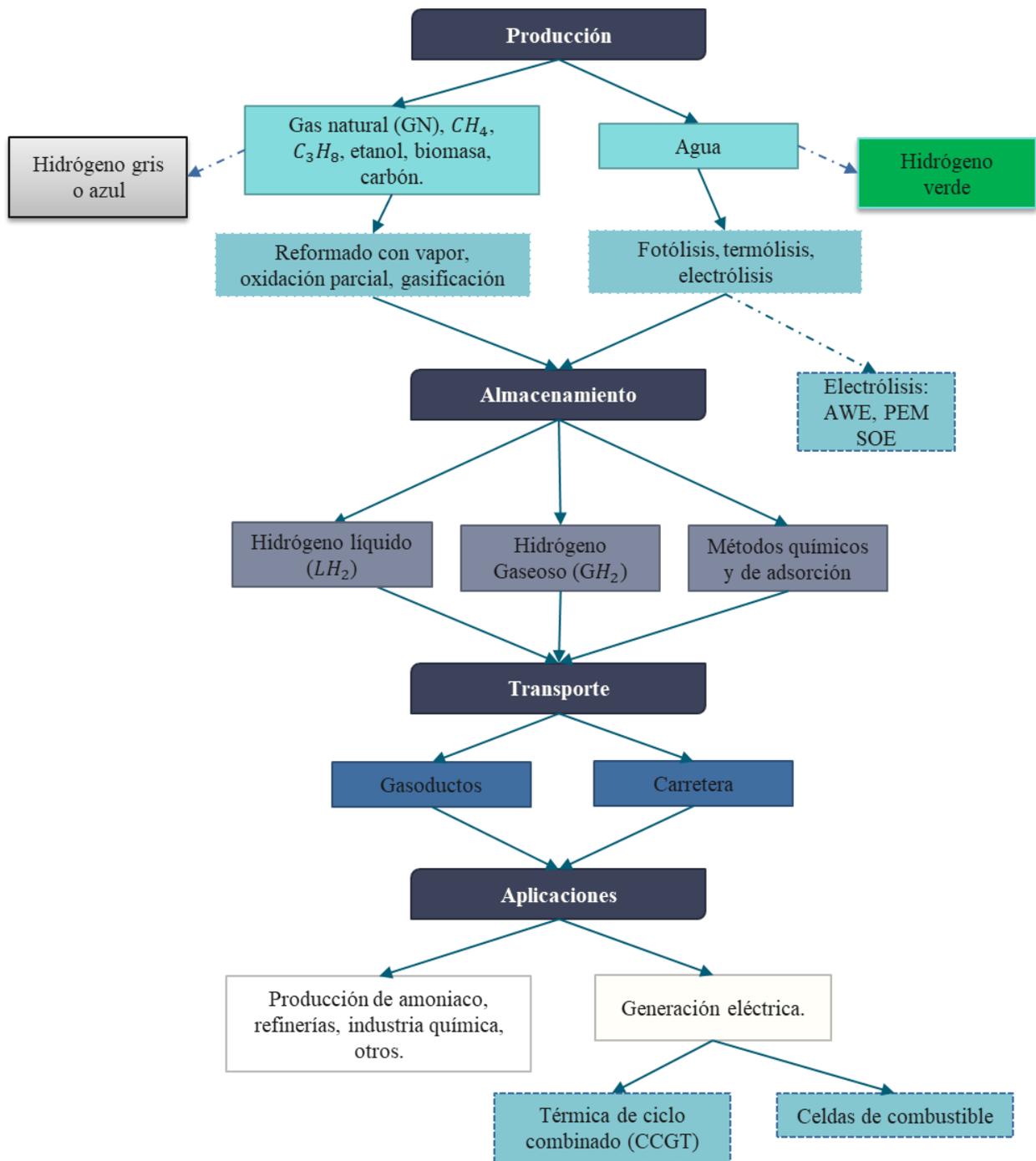


Figura 0-2: Cadena de suministro del hidrógeno.

2.2. Producción de hidrógeno

Los principales métodos de producción de hidrógeno se presentan en la Tabla 0-2. El método con mayor eficiencia es el reformado con vapor, que puede llegar a tener una eficiencia de un 85%. La electrólisis, por otra parte, es el procedimiento más costoso con 2,28 dólares por kilogramo de hidrógeno producido en el mejor caso, pero se proyectan precios en torno al dólar por kilogramo al 2030 en lugares favorables para su explotación [24].

Tabla 0-2: principales métodos de producción de hidrógeno y sus características. Adaptada de [25], [26].

Método de producción	Ventajas	Desventajas	Eficiencia [%]	Costo [\$/kg]
Reformado con vapor	Tecnología desarrollada e infraestructura existente	Produce CO y CO_2 , suministro variable	74-85	2,27
Oxidación parcial	Tecnología establecida e infraestructura existente	Produce crudo pesado y coque	60-75	1,48
Reformado autotérmico	Tecnología establecida e infraestructura existente	Produce CO_2 y usa combustibles fósiles	60-75	1,48
Gasificación	Cantidad abundante suministro y en algunos casos carbono neutral	Eficiencia variable dependiendo de las impurezas	30-40	1,77-2,05
Electrólisis	Tecnología establecida, limpia, oxígeno como subproducto	Almacenamiento y transporte. Alto costo	60-80	2,28-7,39

2.2.1. Hidrógeno a partir de combustibles fósiles

El gas natural es la materia prima más común a partir de la cual se produce hidrógeno, cubriendo, aproximadamente, un 48% de la demanda [22]. Para obtener el hidrógeno, se aplica una técnica llamada reformado con vapor, que consiste en calentar un combustible que puede ser un hidrocarburo o alcohol, en conjunto con vapor, hasta convertirlo en una mezcla de gases desde los cuales se extrae el hidrógeno puro mediante termólisis. La reacción que representa el reformado con vapor de un combustible se muestra en la ecuación (1).



Otro de los métodos principales de producción de hidrógeno es la gasificación de combustibles sólidos para convertirlos en un gas de síntesis, al que, posteriormente, se le aplican tratamientos adicionales con el fin de extraer el H_2 puro. La relación simplificada que describe este proceso se muestra en la ecuación (2). Debido al alto contenido de carbono presente en el carbón, el procedimiento libera una gran cantidad de CO_2 al ambiente, por lo que se debe aplicar en conjunto con algún método de captura de carbono [20].

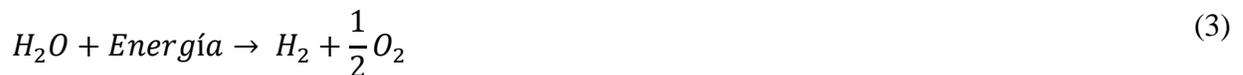


Cuando el hidrógeno se produce a partir de combustibles fósiles, se le da la denominación de hidrógeno “gris”, en cambio, si este cuenta con métodos de captura y almacenamiento de carbono, se le llama hidrógeno “azul” [27].

2.2.2. Hidrógeno a partir de fuentes renovables

Existen numerosas materias primas a partir de las cuales se puede obtener hidrógeno, que no se basan en la descomposición de combustibles fósiles, sino que en fuentes que pueden encontrarse en la naturaleza y que tienen la cualidad de ser inagotables. Un ejemplo de esto es la biomasa, que, mediante procesos termoquímicos y biológicos, que aún se encuentran en etapas de desarrollo, es capaz de producir hidrógeno [28]. Otros compuestos a partir de los cuales es factible la producción de este gas son los alcoholes, desde los cuales se extrae el hidrógeno mediante procesos de reformado [29].

El hidrógeno se puede extraer del agua, un material abundante en la tierra y que, al ser transformado en H_2 , no genera dióxido de carbono. Existen 3 rutas a través de las cuales se separan las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno: fotólisis, termólisis y electrólisis [30]. Los métodos de producción por fotólisis se basan en el aprovechamiento de la luz del sol como energía para separar las moléculas del agua con hasta un 12% de eficiencia, mientras que la termólisis consiste en calentar el líquido lo suficiente como para romper las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno con una eficiencia de un 40%. Ambas se encuentran a una escala de laboratorio [20].



La molécula de agua también es separada aplicando una corriente externa mediante electrólisis. Si bien existen varios tipos de electrolizadores, todos se basan en el mismo principio de funcionamiento. Estos aparatos cuentan con un electrodo positivo llamado ánodo, un electrodo negativo llamado cátodo, una sustancia electrolítica que facilita el transporte de iones y una fuente de corriente continua [31]. Cuando se aplica corriente a los electrodos, se genera una reacción de oxidación en el ánodo, donde se produce el oxígeno y una de reducción en el cátodo, donde se forma el hidrógeno. Combinando las ecuaciones de la Figura 0-3 se tiene la reacción general, donde a partir de agua se originan hidrógeno y oxígeno en una proporción 2:1 [32].

La demanda de energía ΔH para lograr la electrólisis puede ser cubierta por calor $T \cdot \Delta S$ y el cambio en la energía de Gibbs ΔG por energía eléctrica según la ecuación de Gibbs-Helmholtz. Donde ΔS corresponde al cambio de entropía y se tiene a la temperatura T y la presión P como variables de estado.

$$\Delta H(T, P) = \Delta G(T, P) + T\Delta S(T, P) \quad (4)$$

La influencia de la temperatura y la presión en la reacción se puede resumir en los siguientes puntos:

- La demanda de energía ΔH es casi constante con la temperatura. Aumentar la temperatura reduce la demanda de energía eléctrica necesaria para disociar el agua, produciendo una mejor reacción de transferencia entre la interfaz electrodo-membrana [33], [34].
- ΔG se reduce con un aumento en la temperatura T a 1000 °C. El aporte de la temperatura a la demanda de energía es de un tercio del total aproximadamente.
- A mayor presión, aumenta la demanda de energía eléctrica y el calor requerido disminuye [33].

Actualmente, existen 3 tipos principales de electrolizadores: electrolizador alcalino (AWE por *alkaline water electrolysis*), electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM por *proton exchange membranes*) y electrolizador de óxido sólido (SOE o SOEC por *solid oxide water electrolysis*), cada uno de los cuales cuenta con distintos materiales y condiciones de operación, como se muestra en la Tabla 0-3.

Tabla 0-3: Tipos de electrólisis y características principales. Adaptada de [31].

Características	AWE	PEM	SOE
Temperatura	20-80 °C	20-200 °C	500-1000 °C
Eficiencia	59-70%	65-82%	Hasta 100%
Estado de desarrollo	Comercial	Comercial	Laboratorio
Ventajas	Bajo costo relativo, relativamente estable, tecnología madura	Diseño compacto, rápida respuesta y arranque, hidrógeno de alta pureza	Menor requerimiento de energía, menores costos de capital
Desventajas	Electrolito corrosivo, dinámicas lentas y permeabilidad del gas	Alto costo de membrana	Mecánicamente inestable, problemas de seguridad

En la Figura 0-3 se muestra un diagrama de las reacciones químicas que se llevan a cabo dentro del electrolizador, para cada tipo de celda.

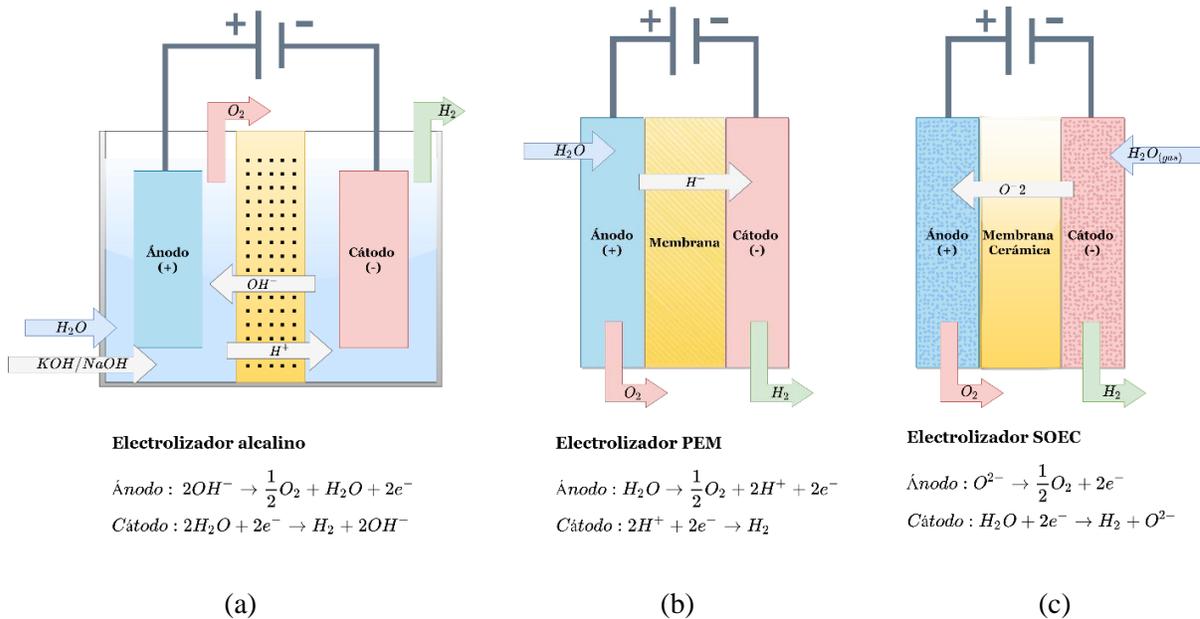


Figura 0-3: Diagrama de electrolizador alcalino (a), electrolizador PEM (b) y electrolizador SOEC (c). adaptado de [32].

Los electrolizadores PEM presentan numerosas ventajas con respecto a las tecnologías AWE y SOE. Por un lado, pueden operar con densidades de corriente mucho más altas, limitadas por las pérdidas Óhmicas, lo que reduce los costos operacionales. Además, son capaces de trabajar en un amplio rango de potencias de entrada debido a que el transporte de protones responde rápidamente a cambios en la fuente de energía, sin retardos producidos por la inercia como es el caso de electrolitos líquidos [35]. El electrolito sólido también permite tener un diseño compacto y resistente dependiendo del grosor de la membrana, soportando presiones de hasta 350 bar [25]. Sobre el electrolizador de óxido sólido, el principal desafío en el desarrollo comercial es la vida útil limitada que posee en comparación a las celdas alcalinas y PEM. Mientras los electrolizadores AWE y PEM tienen una vida útil de entre 10 y 20 años, las celdas SOE se degradan luego de apenas 2 o 3 [36].

2.3. Almacenamiento y transporte de hidrógeno

2.3.1. Almacenamiento

Una parte sustancial de la cadena de conversión del hidrógeno de energía a gas y viceversa es el almacenamiento. La conservación del hidrógeno requiere de características especiales dado que es la molécula más liviana. La densidad del hidrógeno es tan baja, que 1 kg de este gas ocupa un volumen de 11 m³ a temperatura ambiente y presión atmosférica, por lo que se deben aplicar métodos que permitan comprimirlo, enfriarlo o atraer las moléculas usando algún material, de manera de aumentar su densidad energética.

Los métodos de almacenamiento del hidrógeno se pueden clasificar según la naturaleza de las interacciones de la molécula con el medio o material de conservación. Los 3 grandes grupos se catalogan como medios físicos, químicos y de adsorción, de los cuales los últimos 2 están en etapas de desarrollo [37]. Los métodos físicos consisten en almacenar el gas en los distintos estados de la materia, los químicos implican una reacción reversible donde el hidrógeno queda confinado junto a otro material [38] y los de adsorción se basan en interacciones débiles de las moléculas de hidrógeno con otros materiales debido a las fuerzas de Van Der Waals [39].

Los métodos de almacenamiento físicos consisten en mantener el hidrógeno como gas comprimido o líquido. De los distintos estados del hidrógeno, la forma más extendida de almacenamiento es como gas comprimido con, aproximadamente, un 80% de los procesos a nivel mundial aplicando esta técnica [40].

Para alcanzar la presión deseada, usualmente, se usa compresión mecánica, que consiste en reducir el volumen en el que el hidrógeno está confinado usando un pistón, aumentando las colisiones entre las partículas, lo que resulta en un aumento de presión. Aunque la compresión mecánica es ampliamente usada, las altas presiones a las que se debe almacenar el hidrógeno requieren una gran cantidad de energía, por lo que una posible solución es bajar la temperatura del gas a niveles criogénicos [41]. Este último método está reservado para aplicaciones especiales, como en la industria automotriz [42].

Otro método de almacenamiento de hidrógeno es en su forma líquida. Teóricamente, solo una pequeña parte de la energía total contenida en el hidrógeno tiene que ser removida para alcanzar los $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ a los que este gas se condensa a presión atmosférica. Sin embargo, el proceso de refrigeración del hidrógeno es complejo, involucrando ciclos de Carnot y efectos físicos. En términos de eficiencia, para plantas grandes, alrededor de un 40% de la energía del hidrógeno guardado es consumida en el proceso de licuefacción [43]. A la fecha, no existen referencias de diseño de contenedores de hidrógeno líquido a gran escala (entre 20.000 y 100.000 m^3), los proyectos existentes contemplan tamaños de menos de 6.000 m^3 (424.740 kg) [44].

En la Tabla 0-4 se muestran los distintos métodos de almacenamiento, junto con sus ventajas y limitaciones.

Tabla 0-4: comparación de métodos de almacenamiento físico del hidrógeno. Adaptada de [45].

Método de almacenamiento	Temperatura [K]	Presión [bar]	Ventajas	Limitaciones
Hidrógeno comprimido gaseoso	233-300	150-800	Liviano	Baja densidad energética. Se pierde un 10% de la energía
Hidrógeno líquido	20-33	1-12,76	Alta densidad energética	Requiere aislación estricta, licuefacción requiere un 40% de energía aproximadamente

2.3.2. Transporte

El hidrógeno es transportado desde el punto de producción hasta el lugar de la demanda mediante tuberías, en camiones cargados con tanques de hidrógeno líquido y en cilindros de gas por carretera o por ferrocarril. El transporte mediante cilindros y tanques de hidrógeno se utiliza para demandas de pequeña escala que se encuentran lejos del punto de generación de hidrógeno. El método principal son los hidroductos, con estaciones de almacenamiento intermedias. El transporte marítimo, en tanto, ha sido estudiado como opción para transporte de larga distancia en países de Europa y Japón [46].

Los ductos para el transporte de hidrógeno se construyen a partir de aceros de construcción comunes y las presiones varían según la red, comúnmente teniendo valores de 10 y 70 *bar* (a presiones bajas se evita la fragilización por hidrógeno, que puede afectar la duración de los materiales), pero pudiendo alcanzar presiones de hasta 100 *bar*. El diámetro de los ductos es de entre 25 y 30 *cm* [47]. La eficiencia de este método de transporte es muy alta, teniendo pérdidas de menos de un 1% cada 1000 *km* [48].

Actualmente, existen varios hidroductos en funcionamiento. En Francia existe una tubería de 550 *km* de largo que transporta 200 *Mm*³ de hidrógeno. También existen en Bélgica, Inglaterra, Estados Unidos, Canadá y Alemania. En este último país se encuentra una de los conductos más antiguos y largos, que conecta Dusseldorf y Recklinghausen.

En las redes de gas natural tradicionales, a medida que la masa de gas se traslada sufren pérdidas de energía y presión debido a la fricción con las paredes internas de las tuberías y a las transferencias de calor con el ambiente. Si la presión baja, debe ser restaurada periódicamente a lo largo de la red por estaciones de compresión. Las redes de transporte de hidrógeno se derivan de la misma tecnología, sin embargo, para usar directamente las redes de gas natural en el transporte de hidrógeno se deben considerar varios aspectos:

- Cuando el hidrógeno es transportado debe suministrar la misma cantidad de energía que el gas natural para satisfacer la demanda, por lo que el volumen de hidrógeno debe ser el triple que el de gas natural, debido a la baja densidad de este en estado gaseoso.
- El hidrógeno se puede esparcir hasta 4 veces más rápido que el gas natural, por lo que los componentes deben estar diseñados con estándares de seguridad más altos para evitar fugas.
- El nivel de filtración del hidrógeno es de hasta 5 veces más que el gas natural, por lo que los polímeros usados para las tuberías de gas natural deben ser reemplazados por acero al carbono.
- Para transportar el hidrógeno se debe aumentar la capacidad de compresión a casi el doble, de manera de hacer eficiente la transmisión de combustible [49].

2.4. Generación eléctrica a partir de hidrógeno

2.4.1. Celda de combustible

Las celdas de combustible producen electricidad combinando hidrógeno y oxígeno. Estos compuestos reaccionan dentro de una celda electroquímica, produciendo además agua y calor. El uso de celdas de combustible en vehículos es uno de los mayores focos de investigación, sin embargo, las celdas de combustible tienen potencial para alimentar dispositivos pequeños como celulares o computadores y aplicaciones de mayor escala, como generador de respaldo en edificios o en microrredes aisladas [50]. Algunas de las ventajas de esta tecnología incluyen flexibilidad del combustible, operación libre de ruido y construcción modular.

Las celdas de combustible constan de un cátodo y un ánodo separados por un electrolito que conduce iones y bloquea electrones. Las celdas, al igual que los electrolizadores, difieren en el electrolito usado y en la temperatura de operación. La investigación actual se enfoca en los siguientes tipos:

- Celda de combustible alcalina (AFC)
- Celda de combustible de ácido fosfórico (PAFC)
- Celda de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC)
- Celda de combustible de carbonato fundido (MCFC)
- Celda de combustible de óxido sólido (SOFC)

La eficiencia varía según el tipo de pila y va de un 50 a un 70%, con un máximo teórico de un 83% y algunas pueden funcionar con gas natural (con una menor eficiencia) [8].

2.4.2. Combustión en centrales de ciclo combinado

Para aplicaciones a gran escala, desde 30 *MW* hacia arriba, es preferible el uso de centrales de ciclo combinado. Estas plantas consisten en una turbina que quema gas natural u otro combustible y una turbina a vapor que utiliza el gas liberado durante la combustión para producir electricidad [51].

Las centrales térmicas de ciclo combinado cuentan con 3 componentes principales: una turbina a gas, una caldera de recuperación de calor y una turbina a vapor. El ciclo comienza cuando el aire es trasladado y comprimido dentro de la turbina a gas. En la cámara de combustión se mezcla el aire a alta presión y el combustible. Luego, se quema el combustible y la expansión de los gases de escape mueve el compresor y a un generador que produce electricidad. Los mismos gases producidos por este ciclo son aprovechados y dirigidos a la caldera de recuperación de calor, que contiene intercambiadores de calor para producir vapor. El agua en estado gaseoso entra en la turbina a vapor y acciona un segundo generador, como se muestra en la Figura 0-4 [52].

La unión de los ciclos de Brayton (gas) y Rankine (vapor) aumenta la eficiencia que tendría cada uno por sí solo. La CCGT tiene una eficiencia de entre un 50% y un 60%, siendo actualmente la de mejor desempeño entre las plantas de producción de energía basadas en combustibles fósiles [53].

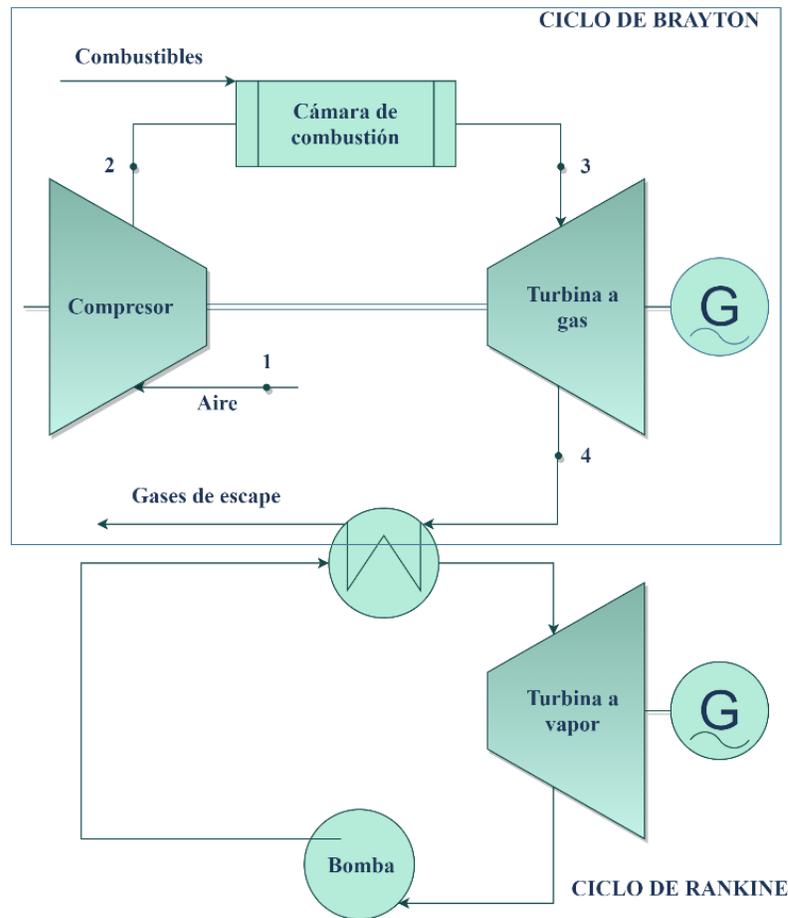


Figura 0-4: esquema de central térmica de ciclo combinado. Adaptado de [52].

Como se observa en la Tabla 0-5, el hidrógeno posee un poder calorífico menor que el gas natural (GN), límites de flamabilidad más amplios y una mayor velocidad de llama. Estas diferencias presentan varios desafíos en el uso de hidrógeno en infraestructura existente, especialmente en la cámara de combustión. La mayor reactividad del hidrógeno con respecto al gas natural origina un riesgo pre-ignición y retorno de la llama. Adicionalmente, el hidrógeno tiene un menor poder calorífico por volumen, por lo que el flujo volumétrico debe ser mayor para compensar, modificando las condiciones de operación de los compresores y turbinas. Por otra parte, los gases de escape poseen más humedad en el caso del hidrógeno, lo que ocasiona un mayor calentamiento de las paredes de la cámara debido al aumento en la transferencia de calor y problemas de corrosión.

Tabla 0-5: Comparación entre hidrógeno y gas natural [54].

	Hidrógeno	Gas natural
Densidad (0°C) [kg/m ³]	0,09	0,7-0,9
LHV [MJ/m ³]	10,8	31-41
Límites de inflamabilidad [%]	4-75	4,5-13,5
Velocidad de llama [m/s]	3,25	0,45 (metano)
Índice Wobbe inferior [MJ/m ³]	40,7	46,5-48

Un parámetro usado para evaluar la intercambiabilidad de un combustible por otro es el índice Wobbe (WI), que se define como la relación mostrada en (5). Dado un determinado suministro de combustible y condiciones de temperatura y presión, dos gases con el mismo índice entregan igual cantidad de energía al sistema. Mientras mayor sea el rango de WI con el que se puede operar una máquina, mayor es su flexibilidad. Generalmente, la variación del índice es entregada por el fabricante y toma valores cercanos o menores a un 10%, con algunas turbinas teniendo variaciones de hasta un 2%.

$$WI = \frac{LHV}{\sqrt{\text{Densidad relativa}}} \quad (5)$$

Aplicando la fórmula (5), se obtiene el gráfico mostrado en la Figura 0-5, donde se observa que para una variación de un 2%, el porcentaje de mezcla con el que se puede operar la máquina debería contener un 8% de hidrógeno en unidad de volumen como máximo. Para una variación de un 5%, el volumen de hidrógeno puede ser de hasta un 20% del total de la mezcla.

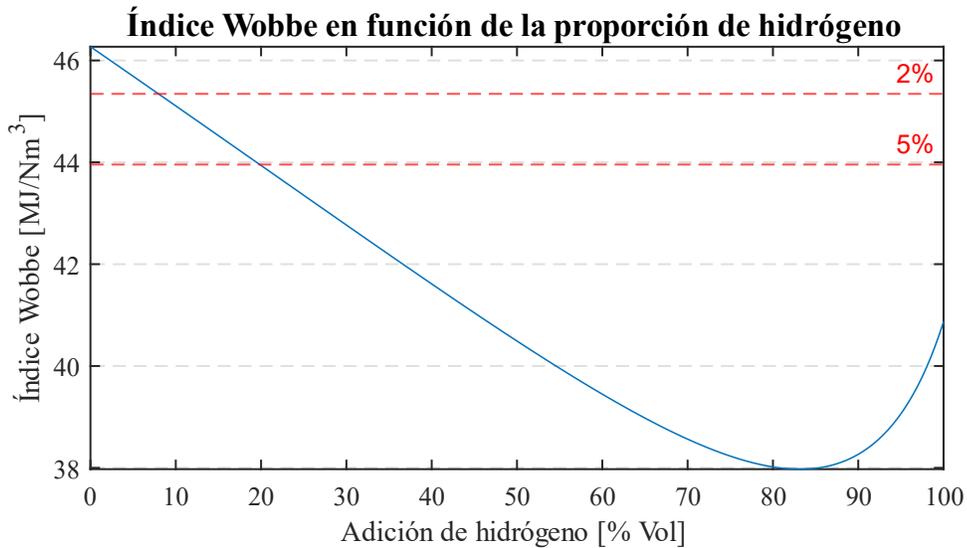


Figura 0-5: Índice Wobbe para mezclas de hidrógeno y gas natural. En rojo se muestran los límites de variación del índice de un 2 % y un 5 %

Actualmente, se encuentran en operación plantas de Gasificación integrada en ciclo combinado que pueden operar con gas de síntesis rico en hidrógeno, con hasta un 45% en su composición [54]. Existen proyectos de turbinas a gas existentes que operan con porcentajes de hidrógeno, como la Planta Dow Plaquemine en Estados Unidos, que inyecta un 5% de hidrógeno a una central de ciclo combinado GE 7FA desde el año 2010 y una turbina 6B.03 cuyo combustible es un gas de refinería rico en hidrógeno (puede llegar a tener un 32% del volumen) [55], [56]. También se ha analizado el remplazo total de gas natural en centrales de ciclo combinado [57], [58] con algunas modificaciones. Adicionalmente, hay interés en proyectos diseñados para funcionar con hidrógeno [59].

Capítulo 3

Estado de arte

En Chile existe la oportunidad de producir hidrógeno a partir vertimientos de generación. En noviembre del año 2020 se registró la más alta reducción de energía en centrales solares y eólicas de los últimos años; con 59,7 *GWh* [60]. Existen varios estudios al respecto. Algunas opciones que se manejan en la literatura son los sistemas de almacenamiento de baterías (BESS), que cuentan con una eficiencia de un 80% [61]–[63], centrales de bombeo (PSH) con una eficiencia de un 80% [64], [65] y el almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) con un 50% de eficiencia [66], que se encuentra en etapas de investigación. Las diferencias instantáneas entre generación y demanda pueden ser solucionadas por sistemas BESS y PHS de forma económica y en intervalos cortos, el uso de hidrógeno, en tanto, puede servir como almacenamiento a largo plazo [67], por lo que su potencial debe ser evaluado.

En “Optimal configuration of hydrogen storage system and hydrogen supply chain equipment for regional integrated energy system” se explora la planificación de almacenamiento y distribución de hidrógeno en un sistema de energía regional para reducir el vertimiento y los costos totales [68]. La configuración comprende un electrolizador, sistemas de almacenamiento y la transformación de hidrógeno en energía eléctrica, mediante una celda de combustible, y en energía térmica usando una caldera. En “Expanding flexibility with P2H for integrated energy systems” y “A multi energy storage system model based on electricity heat and hydrogen coordinated optimization for power grid flexibility” se estudia un tema similar, considerando una unidad cogeneradora (energía y calor) que entrega flexibilidad adicional [69], [70]. En “Active operation of hydrogen fuelling stations to support renewable integration” se explora la posibilidad de operar una estación de servicio de hidrógeno para combatir sobrecargas y vertimientos, aplicando distintas estrategias de operación [71].

En un futuro las tecnologías basadas en hidrógeno también podrían aportar al sistema con servicios complementarios. En el trabajo “Ancillary services from hydrogen based technologies to support power system frequency stability” se estudia la habilidad de electrolizadores y celdas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEM) para apoyar en el control de frecuencia, participando activamente del mercado de servicios complementarios [72]. En “Modelling and evaluation of PEM hydrogen technologies for frequency ancillary services in future multi-energy sustainable power systems” se analiza la efectividad de celdas y electrolizadores como reserva primaria, demostrando que la rápida respuesta dinámica de estos aparatos puede ayudar a mitigar los efectos de la reducción de la inercia en el sistema [73]. En “CO₂ emission assessment of the provision of ancillary services by hydrogen storage power plants” se muestra que el uso de tecnologías basadas en hidrógeno puede reducir en más de un 90% las emisiones de dióxido de carbono generadas por unidades convencionales aportando con servicios complementarios a la red [74].

El potencial del hidrógeno como vector energético también ha sido explorado en aplicaciones a pequeña escala (microrredes) como método de almacenamiento [75]–[78].

Capítulo 4

Cadena de suministro del hidrógeno

4.1. Introducción

Sobre la base de lo visto en el capítulo 0, se determinaron los siguientes puntos:

- Los electrolizadores alcalinos tienen una lenta respuesta ante fuentes de generación variable y los de tipo óxido sólido se encuentran en etapas de investigación, por lo que en el modelo se considerará un electrolizador de membrana de intercambio de protones.
- Dado que la aplicación es a gran escala, se opta por la combustión del hidrógeno en un ciclo combinado.
- Se toma una variación máxima de un 2% en el índice Wobbe por ser un “peor caso”. Con esto, el porcentaje de adición de hidrógeno máximo que se puede agregar a una mezcla con gas natural es de un 8% por unidad de volumen.
- Se considera el transporte por carretera y por gasoductos, y se toman como opciones de almacenamiento el hidrógeno líquido y gaseoso, por ser métodos que son usados en la actualidad.

En función de esto, se desarrollan los modelos de electrólisis para la producción de hidrógeno, reemplazo en turbina a gas y transporte.

4.2. Producción de hidrógeno

La celda es el elemento básico de un electrolizador. Para producir hidrógeno a gran escala, las celdas se ensamblan en pilas. Como se muestra en la Figura 0-1, los principales componentes de una celda PEM son un conjunto de electrodos de membrana (MEA) que dividen a la celda en 2 mitades (ánodo y cátodo).

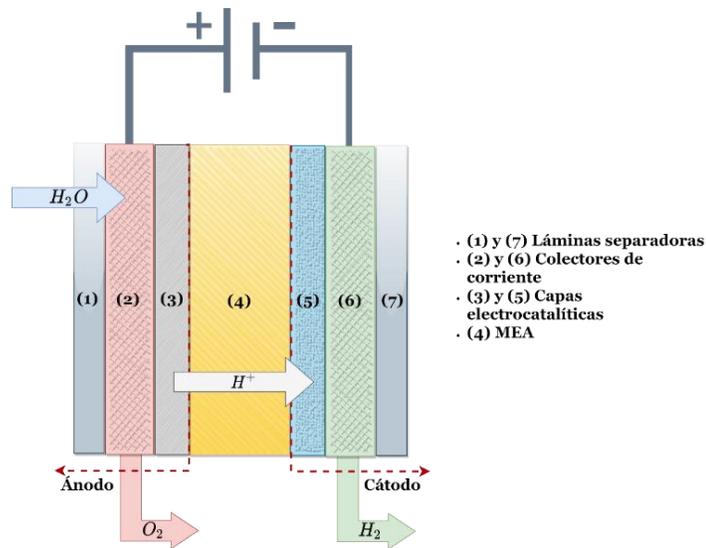


Figura 0-1: Celda PEM. Adaptado de [25], [82].

Existen numerosos modelos que describen el comportamiento de los electrolizadores. Algunos están enfocados en fenómenos particulares, como mecanismos de degradación, en el control de electrolizadores y también se han desarrollado para evaluar el rendimiento [80]. Dependiendo del objetivo, estos modelos se desarrollan en distintas escalas temporales y físicas. El modelo aplicado en este trabajo se basa en una formulación analítica simple, que permite evaluar la influencia de la temperatura, la presión y las pérdidas en el rendimiento general de una celda [34]. Este modelo considera los siguientes supuestos:

- La celda es unidimensional (distribución uniforme de corrientes, temperatura y reactivos).
- Los únicos gases que interactúan son el hidrógeno, el oxígeno y el vapor de agua.
- No existen gradientes de presión entre los electrodos y solo se incluyen los fenómenos de difusión y de arrastre electro-osmótico en el transporte de gases.

En la Figura 0-2 se muestra un diagrama de bloques del modelo y sus ecuaciones más importantes; el detalle y las fórmulas faltantes se encuentran en [34]. Como se aprecia en la Figura 0-2, el electrolizador se divide en 4 partes, cuyo funcionamiento se explicará a continuación:

- **Ánodo:** en el ánodo el agua se disocia en oxígeno y protones de hidrógeno, siendo los reactantes el agua y el oxígeno. Las ecuaciones que describen el comportamiento del ánodo son balances de masa de estos 2 gases. De este bloque se extrae la presión del oxígeno $P_{O_2}(Pa)$, con la cual se calculará el voltaje de la celda.
- **Cátodo:** en el cátodo los protones de hidrógeno se transforman en moléculas. Los reactantes son el agua y el hidrógeno. De este bloque se extrae la presión del hidrógeno $P_{H_2}(Pa)$. Tanto en el cátodo como en el ánodo se usan las leyes de Faraday de la electrólisis para calcular las cantidades de las sustancias. Las leyes indican que el cambio químico es proporcional a la corriente y la cantidad de cambios químicos son proporcionales a los pesos equivalentes (masa molar sobre número de valencia). El hidrógeno generado puede ser

calculado como $\dot{N}_{H_2} = (n \cdot I)/(2 \cdot F)$, donde n son las celdas, I (A) es la corriente y F ($A \cdot s/mol$) es la constante de Faraday.

- Membrana: La membrana es el lugar donde se transportan los iones de hidrógeno y el agua. El agua se transporta mediante 2 procesos: electro-osmosis y difusión (se ignoran gradientes de presión y temperatura). De este bloque se extrae el contenido de agua en la membrana λ_{mem} .
- Voltaje: El voltaje E (V) se calcula con la ecuación de Nernst y corresponde al voltaje reversible de la celda que existe a cierta temperatura y presión. Al “voltaje Nernst” se le suman las sobretensiones por pérdidas de activación, óhmicas y por cambios de concentración. Las pérdidas dependen de la temperatura, presión y densidad de corriente a la que opera el electrolizador (T_{el} (K), P_{el} (Pa) y i_{el} (A/m^2), respectivamente).

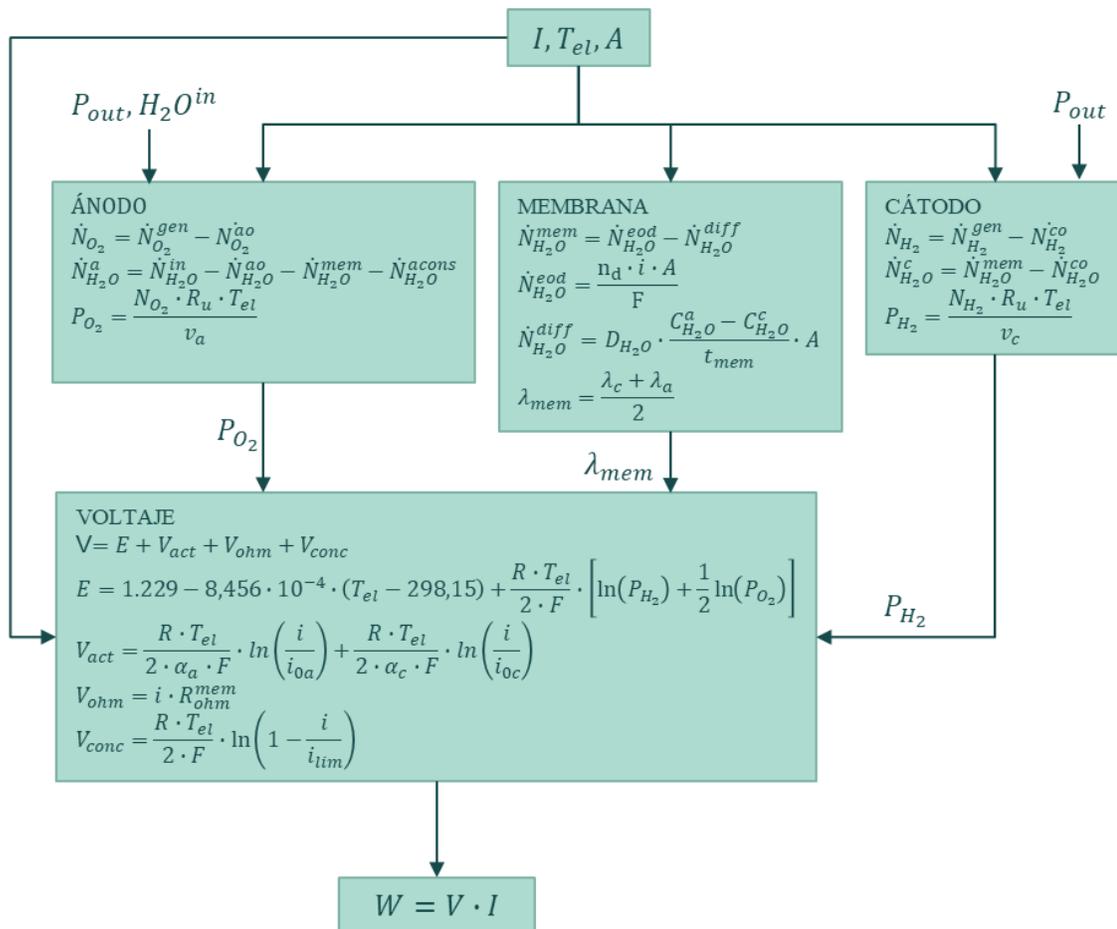


Figura 0-2: Diagrama de bloques de modelo de electrolizador. Adaptado de [34].

4.3. Reemplazo de gas natural por hidrógeno en una turbina a gas

El hidrógeno posee un poder calorífico inferior (LHV) menor que el gas natural (GN) por unidad de volumen, con $10,8 MJ/m^3$ frente a los $31 - 41 MJ/m^3$ del GN. En consecuencia, en el caso de trabajar con una mezcla de hidrógeno y gas, el flujo volumétrico del combustible debe ser

mayor para compensar, de forma de alcanzar los requerimientos de temperatura que permiten mantener la potencia máxima de la máquina [54].

El modelo de cálculo se basa en ecuaciones termodinámicas, balances de masa y energía. En la Figura 0-4 se muestra el esquema de un ciclo de Brayton, donde se observan los 4 estados por los que pasan los gases que participan en la generación de energía.

Primero, se determina la temperatura T_2 (K) del aire luego de ser comprimido, aplicando la ecuación (6). El término r_p corresponde a la relación de presión del compresor, η_c es la eficiencia isentrópica (toma valores entre un 85 – 90%) y γ_a es el coeficiente de dilatación adiabática del aire, cuyo valor es 1,4. Adicionalmente, se definen los términos R_{pg} y R_{pa} [81].

$$T_2 = T_1 \cdot \left[1 + \frac{\overbrace{r_p^{\gamma_a} - 1}^{R_{pa}}}{\eta_c} \right], \quad R_{pg} = \left[1 - \frac{1}{r_p^{\gamma_g}} \right] \quad (6)$$

La temperatura T_3 (K) se determina aplicando la ecuación (7), donde η_t es la eficiencia de la turbina.

$$T_3 = \frac{T_4}{(1 - \eta_t \cdot R_{pg})} [K] \quad (7)$$

Una vez que se tienen las temperaturas T_2 y T_3 , es posible estimar las capacidades caloríficas de los gases que participan en el ciclo de Brayton. La capacidad calorífica del aire $C_{pa}(T)$ y del gas natural $C_{pg}(T)$ se estiman usando las fórmulas de variación de $\overline{C_p}$ con la temperatura [82]. Para conocer la capacidad calorífica de los gases de escape, es necesario hacer un balance estequiométrico considerando que se modifica la cantidad de agua como producto de la combustión al agregar hidrógeno. En la ecuación (8) se muestra la reacción de combustión de la mezcla de hidrógeno y gas natural, que por simplicidad se tomará como gas metano. Los términos α y β corresponden a las fracciones molares de la mezcla de gas e hidrógeno.



Imponiendo cierto porcentaje de mezcla $\%_{H_2}$ por unidad de volumen, se puede asumir que $\alpha \approx 1 - \%_{H_2}$ y $\beta \approx \%_{H_2}$ debido a que un mol de un gas ideal siempre ocupa el mismo espacio (22,7 L) en condiciones estándar de presión y temperatura [83], manteniéndose la proporción en unidades de volumen y molares. En (9) se muestran las ecuaciones para calcular el balance estequiométrico y la conversión de mol a gramo (solo interesa la proporción).

$$b = \alpha \cdot M_{CO_2}; \quad (9)$$

$$c = M_{H_2O} \cdot \frac{(4 \cdot \alpha + 2 \cdot \beta)}{2};$$

$$a = \frac{2 \cdot b + c}{2};$$

$$d = M_{N_2} \cdot 3,76 \cdot a \cdot 2;$$

$$e = M_{O_2} \cdot \frac{(a \cdot 2 - 2 \cdot b - c)}{2};$$

Con la proporción de los gases de escape, se calcula la capacidad calorífica con la regla de las mezclas [84]. Las capacidades de los gases se estiman usando las fórmulas de variación de $\overline{C_p}$ con la temperatura [82].

$$C_{pg}(T) = \frac{b \cdot C_{pCO_2}(T) + c \cdot C_{pH_2O}(T) + e \cdot C_{pO_2}(T) + d \cdot C_{pN_2}(T)}{b + c + d + e} \quad [kJ/K] \quad (10)$$

Con la capacidad calorífica del aire, se calcula el trabajo del compresor (11), donde $T_a = \frac{T_2 - T_1}{2}$ y η_m corresponde a la eficiencia mecánica.

$$W_c = \frac{C_{pa}(T_a) \cdot T_1 \cdot R_{pa}}{\eta_m} \quad [kJ] \quad (11)$$

Por otra parte, con la capacidad calorífica de los gases de escape C_{pg} se calcula el trabajo de la turbina.

$$W_t = \frac{C_{pg}(T_3) \cdot T_3 \cdot \eta_t \cdot R_{pg}}{\eta_m} \quad [kJ] \quad (12)$$

Imponiendo la potencia P de la máquina, se despeja la masa de aire m_a (13).

$$m_a = \frac{P}{W_t - W_c} \quad [kg/s] \quad (13)$$

Con el porcentaje de reemplazo se calcula la proporción en unidades de masa

$$X_{H_2} = \%_{H_2} \cdot M_{H_2} \quad (14)$$

$$X_{CH_4} = (1 - \%_{H_2}) \cdot M_{CH_4}$$

A continuación, se calcula el LHV de la mezcla de hidrógeno y metano, aplicando la fórmula mostrada en (15) [85].

$$LHV(\%_{H_2}) = \frac{LHV_{H_2} \cdot X_{H_2} + LHV_{CH_4} \cdot X_{CH_4}}{X_{H_2} + X_{CH_4}} \quad [kJ/kg] \quad (15)$$

Luego, haciendo un balance de energía y masa, se tiene la ecuación (16) [81], donde se despeja la masa de combustible.

$$m_{CH_4+H_2} = m_a \cdot \frac{C_{pg}(T_3) \cdot T_3 - C_{pa} \cdot T_2}{LHV_{CH_4+H_2} - C_{pg} \cdot T_3} \quad [kg/s] \quad (16)$$

Las cantidades individuales de hidrógeno y metano se despejan calculando la proporción de cada gas en términos de masa.

$$m_{CH_4} = \frac{m_{CH_4+H_2}}{2 - \frac{X_{CH_4}}{X_{CH_4} + X_{H_2}}} \quad [kg/s] \quad (17)$$

Luego, se puede despejar la masa de CH_4 y H_2 aplicando las relaciones mostradas en (18).

$$m_{CH_4} + m_{H_2} = m_{CH_4+H_2} \quad (18)$$

$$X_{CH_4} = \frac{m_{CH_4}}{m_{CH_4+H_2}}$$

Con la masa de CH_4 se estiman las emisiones de dióxido de carbono aplicando la ecuación (19), donde n_{CH_4} corresponde a los moles de metano, que se obtienen a partir de m_{CH_4} y M_{CO_2} es la masa molar de dióxido de carbono.

$$m_{CO_2} = n_{CH_4} \cdot M_{CO_2} \quad [kg/s] \quad (19)$$

La literatura sugiere que la eficiencia del ciclo combinado no cambia significativamente al trabajar con hidrógeno en lugar de gas natural, por lo que la eficiencia en la conversión de energía se toma como un valor fijo igual a un 57,57% [57], [58].

4.4. Pérdidas en almacenamiento y transporte

Para esta sección se considera el transporte por carretera de hidrógeno en su forma líquida y gaseosa, y por gasoductos. El objetivo es calcular las pérdidas de energía y emisiones durante el traslado y almacenamiento del hidrógeno desde la producción hasta el punto de demanda. En la Figura 0-3 se muestran las etapas por las que pasa el gas.

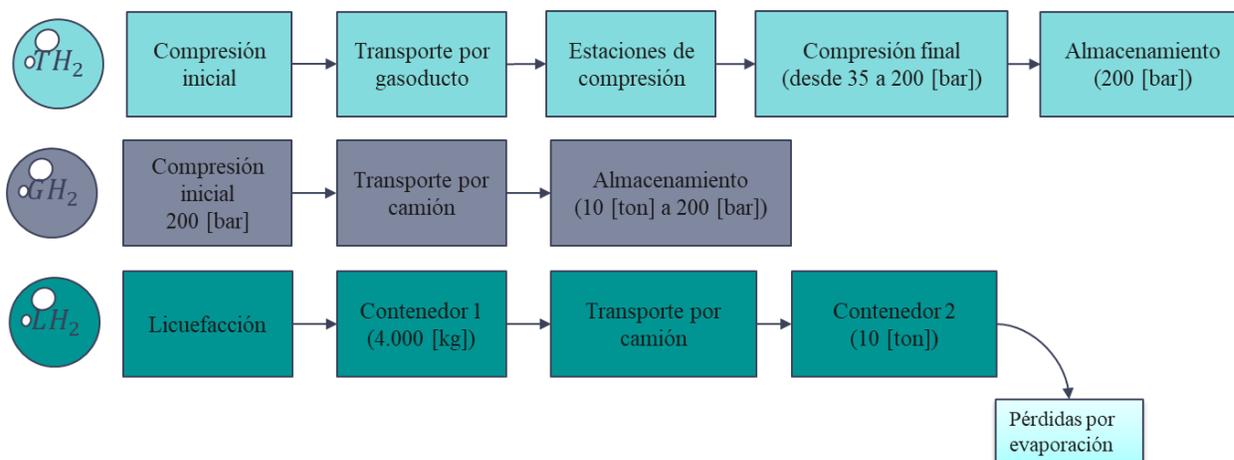


Figura 0-3: 3 rutas para el transporte de hidrógeno gaseoso por tuberías (TH_2), gaseoso por camiones (GH_2) y líquido por camiones (LH_2).

4.4.1. Carretera

Las pérdidas del transporte por carretera contemplan la energía usada para aumentar la densidad energética del gas para su traslado (licuefacción o compresión), el combustible usado por el camión y, en el caso del hidrógeno líquido, la evaporación del gas al ser almacenado en contenedores esféricos (*boil-off*).

La potencia del compresor se calcula con la fórmula mostrada en (20), donde γ corresponde a la relación de los calores específicos, Q es el flujo de gas ($Mm^3/día$), T_1 es la temperatura de succión del gas en Kelvin, P_1 es la presión de succión del gas en kPa , P_2 es la presión de descarga, Z_1 y Z_2 son la compresibilidad del gas en condiciones de succión y descarga respectivamente. η_a es la eficiencia adiabática (sin transferencia de calor con el entorno) y varía de un 75% a un 85% [86]. La compresibilidad del gas se calcula aplicando el método mostrado en el Anexo B: Cálculo de factor de compresibilidad Z .

$$P_{compresión} = 4,06 \cdot \left(\frac{\gamma}{\gamma-1}\right) \cdot Q \cdot T \cdot Z_{prom} \cdot \left(\frac{1}{\eta_a}\right) \cdot \left(\frac{p_2^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}{p_1} - 1\right) [KW] \quad (20)$$

La energía necesaria para la licuefacción del hidrógeno se estima entre un 25% de la entalpía específica o poder calorífico del gas para plantas que procesan sobre 1000 kg/h de combustible y un 45% para plantas más pequeñas (100 kg/h), como en este caso. Una buena aproximación para procesos de licuefacción modernos se encuentra en torno a un 40%, por lo que se tomará como referencia ese valor [87].

En la relación (21) se muestra la energía contenida en el combustible de un camión, que se calcula como la masa de combustible m_{diesel} (kg) por la energía E_{diesel} (MJ/kg). La masa de combustible se estima multiplicando la distancia (km) por la eficiencia del camión FE (L/km) y la densidad del combustible ρ_{diesel} (kg/L).

$$E_{combustible} = E_{diesel} \cdot m_{diesel} = E_{diesel} \cdot (2 \cdot Viajes \cdot distancia) \cdot (\rho_{diesel} \cdot FE) [MJ] \quad (21)$$

Debido al punto de ebullición extremadamente bajo del hidrógeno, la temperatura de un contenedor de hidrógeno líquido debe mantenerse siempre bajo los 20 K. La diferencia entre la temperatura ambiente y el interior del contenedor produce flujos de calor incluso si se cuenta con una buena aislación. Las pérdidas por ebullición del hidrógeno se pueden calcular con la relación (22), donde q_e (W/m^2) corresponde al flujo efectivo de calor y V_{tanque} (m^3) es el volumen del tanque [88].

$$BO = 0,01325 \cdot \frac{q_e}{V_{tanque}^{1/3}} \% \quad (22)$$

4.4.2. Gasoductos

Las pérdidas en transporte por gasoductos son por la compresión inicial del gas, las estaciones de compresión (en caso de ser necesarias) y compresión final para el almacenamiento en forma de gas.

En las redes de gas natural tradicionales, a medida que la masa de gas se traslada sufre pérdidas de energía y presión debido a la fricción con las paredes internas de las tuberías y a las transferencias de calor con el ambiente. La relación que muestra el flujo de gas Q (m^3 /hora) en función de las presiones de entrada P_{in} y de salida P_{out} se muestra en (23). D corresponde al diámetro de la tubería (mm), λ es el coeficiente de fricción adimensional, Z es el factor de compresibilidad adimensional, que se calcula aplicando la metodología mostrada en el Anexo B: Cálculo de factor de compresibilidad Z , T es la temperatura promedio, L corresponde al largo del ducto (km) y d es la densidad relativa del gas con respecto al aire [89].

$$Q = 0,0129 \sqrt{\frac{D^5}{\lambda \cdot Z \cdot T \cdot L \cdot d}} \cdot \sqrt{p_{in}^2 - p_{out}^2} \quad (23)$$

Imponiendo el flujo de hidrógeno y la presión de salida es posible encontrar la presión de entrada necesaria en función de la distancia. Si la presión inicial es superior a la permitida dadas las especificaciones de las tuberías, se baja la presión inicial y se ubica una estación de compresión, tal como se muestra en la Figura 0-4 [86]. Con esta presión y la relación (20) es posible estimar las pérdidas de energía en un hidroduto.

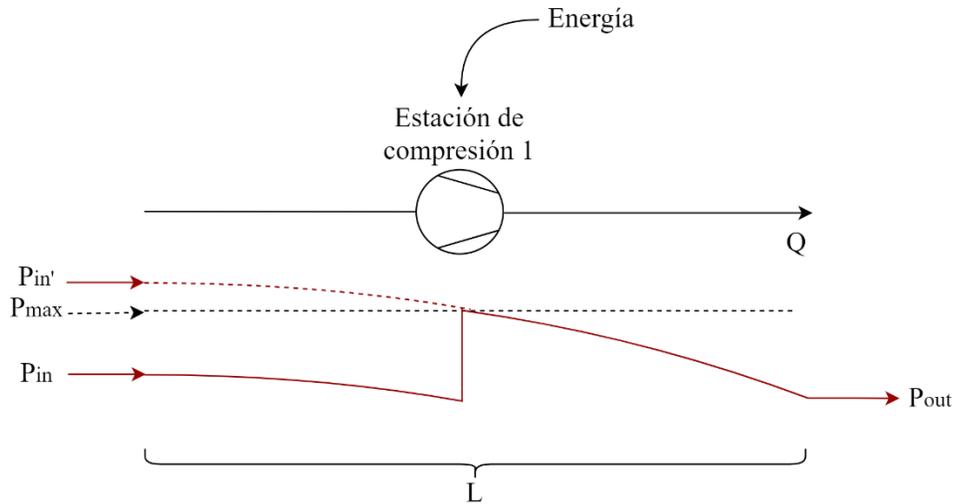


Figura 0-4: Funcionamiento de una tubería de gas. Adaptado de [49].

4.4.3. Emisiones

Las emisiones en el transporte se dan por la combustión del diésel en el camión y el consumo de energía de la compresión y licuefacción. La relación (24) calcula las emisiones a partir de la intensidad de las emisiones EI ($g CO_2/ton - km$), la distancia (km), la masa del tanque m_{tanque} (kg) y la masa de la carga m_{H_2} (kg) [90]. El resto de las emisiones se calcula multiplicando la energía por el factor de emisiones de efecto invernadero (tCO_2/MWh).

$$Emisiones = EI \cdot Viajes \cdot Distancia \cdot (2 \cdot m_{tanque} + m_{H_2}) \quad (24)$$

Capítulo 5

Metodología

5.1. Introducción

En el presente capítulo se desarrolla la metodología que reúne los modelos de cálculo desarrollados en el capítulo 0. En la Figura 0-1 se muestra un diagrama de bloques de la metodología.

Primero, con el porcentaje de reducción en la generación y datos de producción de una central renovable real, se calculan los vertimientos de energía. Con las reducciones y las especificaciones de un electrolizador, se obtiene la producción de hidrógeno mediante el modelo del electrolizador. Paralelamente, se reúnen datos de operación de una de las turbinas del ciclo combinado, que, junto a las especificaciones de esta, conforman los datos de entrada en el modelo de reemplazo en el ciclo combinado. Con esto se tiene la producción y la demanda de hidrógeno. Posteriormente, se comprueba que la producción cubre la demanda para cierto porcentaje de reemplazo. De no ser así, se baja el porcentaje y se calcula nuevamente la demanda de hidrógeno. Una vez que la producción cubre la demanda de hidrógeno, se evalúa el transporte y almacenamiento de hidrógeno, con el fin de obtener el “estado de carga” del reservorio.

La metodología contempla 3 etapas:

- Antecedentes: esta etapa tiene como objetivo obtener un perfil anual de reducciones de energía de una central renovable variable y la operación de una central de ciclo combinado.
- Cálculo de demanda y producción de hidrógeno: estimar hidrogeno a producir a partir de vertimiento y calcular el porcentaje de GN a reemplazar por hidrógeno (considerando operación real de la central).
- Almacenamiento y transporte: Calcular pérdidas en transporte y estado del reservorio.

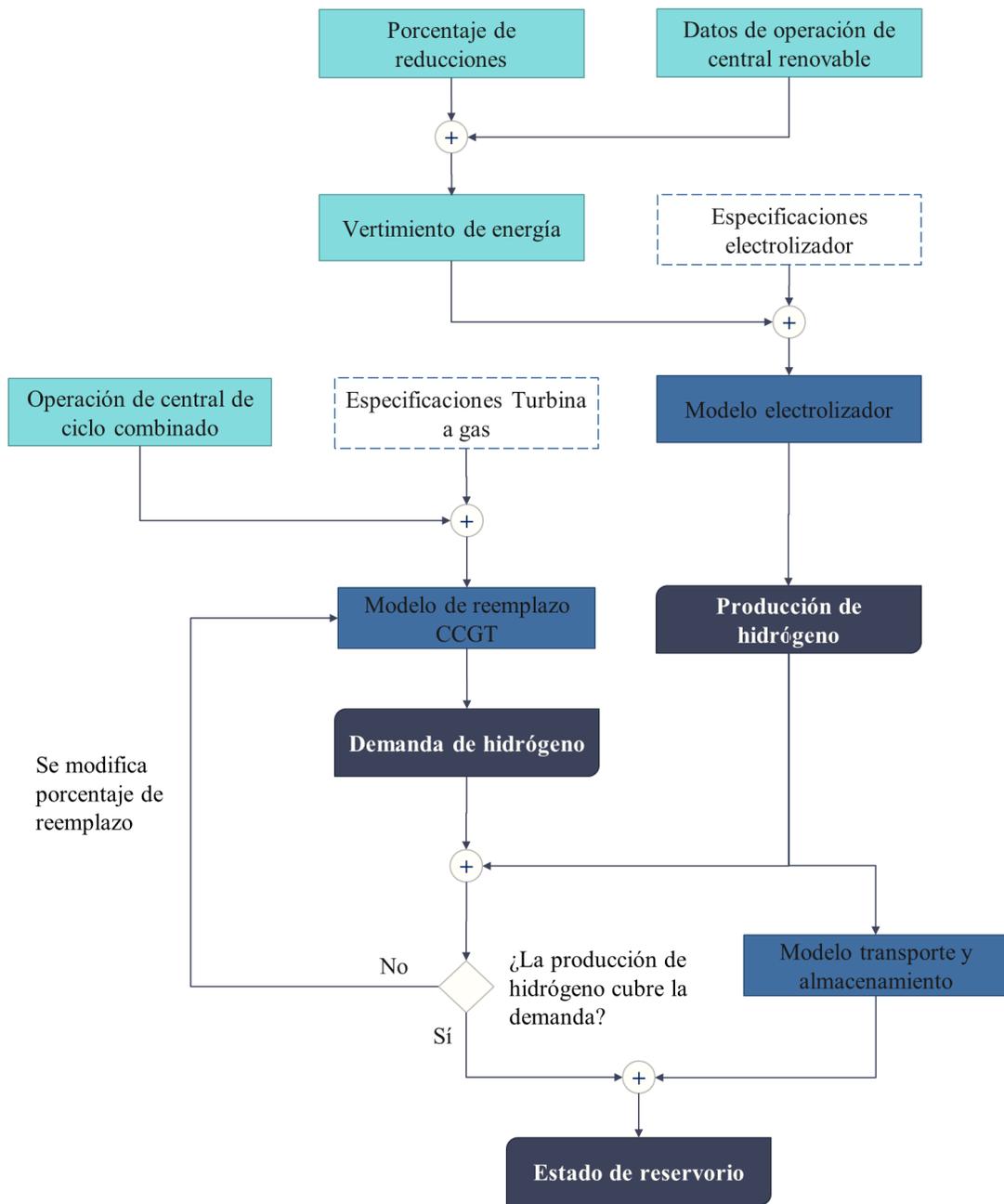


Figura 0-1: Diagrama en bloques de la metodología.

5.2. Antecedentes

En el caso del vertimiento de energía, se usan datos de operación de la central fotovoltaica real El Romero de 196 MW, extraídos del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y se estima la reducción de energía con el porcentaje de vertido mensual $\%_{vertido} = \text{Vertido}/\text{Total}$. En paralelo, se obtienen datos de operación de la Central Térmica Atacama, que cuenta con 4 turbinas a gas en configuración 2x1 (2 turbinas a gas por cada turbina a vapor). Se elige la turbina más usada durante el año 2020, que corresponde a la VGA1 [91]. En la Figura C-1, Figura C-2 y Figura C-3 del Anexo C: Antecedentes y ejemplos, se muestran los datos mencionados de manera gráfica.

5.3. Cálculo de demanda y producción de hidrógeno

Para el cálculo de la producción de hidrógeno se usan datos de un modelo de electrolizador real fabricado por Siemens Co. con los valores reportados en la Tabla 0-1. El resto de los parámetros se toman de [34].

Tabla 0-1: datos de electrolizador [92].

Modelo	Silyzer 200 (Siemens Co.)
Cantidad de celdas	50
Potencia nominal	1,25 [MW]
Stacks	5
Área activa	1.400 [cm^2]
Temperatura	60-70 [$^{\circ}C$]
Presión	hasta 35 [bar]
Corriente máxima	2,5 [$\frac{A}{cm^2}$]

El modelo entrega la producción de H_2 de un *stack* funcionando a plena carga (250 kW, aproximadamente). Por simplicidad, se asume que el electrolizador prende y apaga *stacks* que funcionan a plena carga dependiendo de la disponibilidad de energía. La energía aprovechable es menor a la reportada porque se debe considerar la electrónica de potencia, cuya eficiencia se fija en un 90% [48].

Para la demanda de hidrógeno, se toma la Central Atacama, ubicada 50 km al norte del puerto de Antofagasta, II Región, cuyas características se muestran en la Tabla 0-2. Se ingresan los datos de operación de la turbina VGA1 (Figura C-3) en el modelo de cálculo y se obtiene el consumo de combustible de la máquina en función del porcentaje de reemplazo de GN. El porcentaje se modifica hasta que la demanda de hidrógeno no puede ser cubierta por el electrolizador, quedando finalmente en una mezcla de hidrógeno y GN de un 5% por unidad de volumen para el caso base. El resto de los parámetros como las eficiencias η_c , η_t y η_m , se fijan en valores reportados en [81], [93]. La temperatura ambiente se toma como $T_1 = 25^{\circ}C$.

Tabla 0-2: Datos Central Atacama [94].

Modelo	PG 9171E GEC Alstom
Cantidad de turbinas	4
Potencia nominal	121,7 [MW]
Relación de compresión	12,3
Temperatura de escape	545 °C

De esta etapa se obtienen perfiles diarios de producción y demanda de hidrógeno, tal como se observa en la Figura C-4.

5.4. Almacenamiento y transporte

5.4.1. Gasoductos

Se fijan estaciones de compresión cada 80 *km* (generalmente están a 80 y 100 *km* de distancia entre sí), presión de entrega en 35 *bar* y la presión máxima en 70 *bar* [95], [96]. La razón de compresión de las estaciones es de 1,5; por ser un valor estándar [86]. Luego, se calcula la presión de entrada necesaria aplicando la ecuación (23) asumiendo un gasoducto de un diámetro fijo de 250 *mm* y sin elevaciones, según se indica dado el flujo de hidrógeno [97]. Con la presión de entrada de la tubería, la presión y temperatura de salida del electrolizador (P_{out} y T_{el}), se calculan las pérdidas de energía en la compresión inicial aplicando la relación (20). Se asume que al final de la tubería, los gases alcanzan la temperatura ambiente, por lo que para la segunda compresión se toma la temperatura final como 25 °C.

5.4.2. Carretera

Se fija una capacidad máxima de almacenamiento en el punto de producción igual a la capacidad de los camiones. Cuando la capacidad máxima se alcanza, se debe llevar el hidrógeno al punto de demanda. Con esto se calcula la cantidad de viajes necesarios para transportar el hidrógeno desde el punto de producción hasta la demanda. En el punto de demanda, se fija un reservorio con una capacidad de 10 *ton*. En el caso del hidrógeno gaseoso, alrededor de un 20% de la carga debe quedarse en el camión para mantener la presión del tanque durante la descarga, por lo que de la capacidad nominal del tanque baja [98].

Tabla 0-3: especificaciones de tanque de hidrógeno líquido y gaseoso [96].

Tanque	Capacidad [kg]	Peso tara [kg]	Presión [bar]
Contenedor cilíndrico de acero (SC)	400	26.298	200
Tanque de hidrógeno líquido	4000	24.400	-

Con la cantidad de viajes, el peso de los camiones reportado en [98] y la distancia, se estima el consumo de combustible y las emisiones (que dependen del peso del camión y cuyos valores se presentan en [99]) aplicando las relaciones (21) y (24). En la Figura C-5 se muestra la carga y descarga de los 2 tanques de hidrógeno. Como se observa, la frecuencia de los viajes para llevar el hidrógeno gaseoso es de alrededor de 1 viaje por día, mientras que en el caso del hidrógeno líquido es un viaje cada 2 semanas, aproximadamente. Otro detalle importante, es que el llenado del tanque en el punto de la demanda no es instantáneo, a diferencia del transporte por tuberías que se da de manera casi inmediata.

Capítulo 6

Resultados y análisis

6.1. Caso base

A continuación, se presentan los resultados durante el periodo de verano, con el electrolizador funcionando bajo condiciones nominales de presión y temperatura ($P_{el} = 30 \text{ bar}$ y $T_{el} = 70 \text{ °C}$) y fijando el punto de producción a 400 km de la demanda.

En la Tabla 0-1 se muestra la suma de la producción estacional de hidrógeno junto a otros parámetros. Para producir las 26,74 toneladas de hidrógeno se usó un total de 1,36 GWh de energía, que corresponde a un 10,4% de la energía de reducción disponible.

Tabla 0-1: Resumen de resultados para el electrolizador durante el periodo de verano.

Hidrógeno producido [ton]	Agua utilizada [m^3]	Energía disponible de reducciones [GWh]	Energía utilizada [GWh]
26,74	298,77	12,86	1,36

La Tabla 0-2 presenta el total de hidrógeno utilizado en reemplazo del gas natural, junto con la reducción en emisiones de dióxido de carbono y GN al mezclarlo con hidrógeno. Al reemplazar 58,95 ton de gas natural por 23,06 ton de hidrógeno, el ahorro de emisiones es de 161,75 ton; es decir, con 1 kg de hidrógeno, las emisiones de CO_2 se reducen en 7 kg.

Por otra parte, a pesar de que al usar una mezcla de hidrógeno y gas natural se reduce la cantidad de combustible en unidad de masa, en unidad de volumen el flujo de combustible necesario aumenta al agregar hidrógeno; con 5,62 Mm^3 en el caso con reemplazo y 5,43 Mm^3 en el caso de operar con gas natural puro, lo que es consistente con lo mencionado en la sección 4.3.

Tabla 0-2: Resumen de resultados para la turbina a gas durante el periodo de verano.

Porcentaje de reemplazo [%]	Hidrógeno utilizado [ton]	Reducción de CO_2 [ton]	Reducción de GN [ton]
5	23,06	161,75	58,95

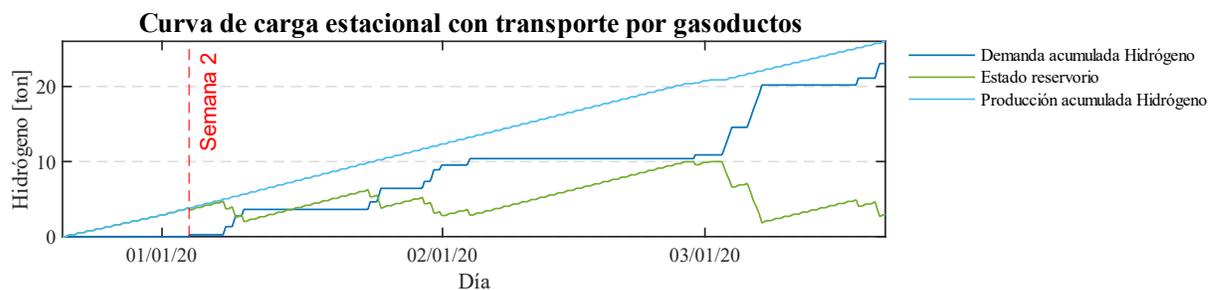
En la Tabla 0-3 se expone la cantidad de energía, viajes y emisiones producidas al transportar el hidrógeno desde el punto de producción hasta el punto de demanda. En términos de energía utilizada y emisiones, la opción de mejor rendimiento es el transporte por gasoductos. De hecho, para el transporte por carretera, a una distancia de 400 km, las emisiones producidas al

adecuar el hidrógeno para su traslado y por el camión de transporte superan al ahorro de CO_2 en el ciclo combinado. El ahorro es de 161,75 *ton* y las emisiones en el transporte de 180,69 y 164,72 *ton* para los camiones de hidrógeno gaseoso y líquido respectivamente.

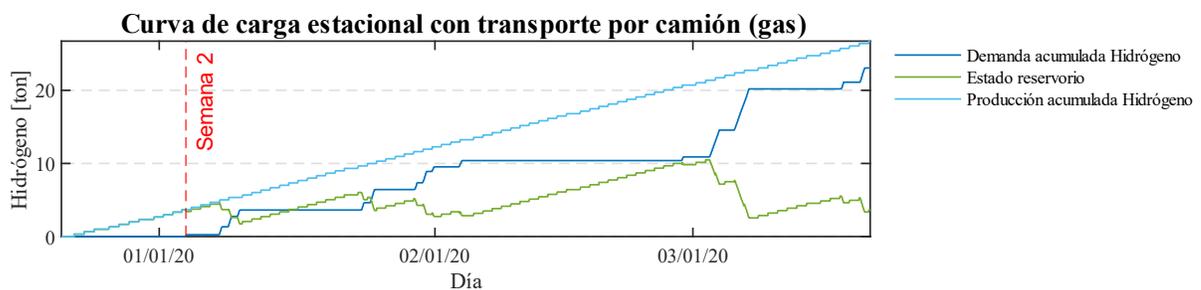
Tabla 0-3: Resumen de resultados para el transporte durante el periodo de verano.

Transporte	Gasoductos	Gaseoso por carretera	Líquido por carretera
Energía [GWh]	$1,083 \cdot 10^{-3}$	0,383	0,391
Viajes	-	81	7
Emisiones [ton]	0,58	180,68	164,72

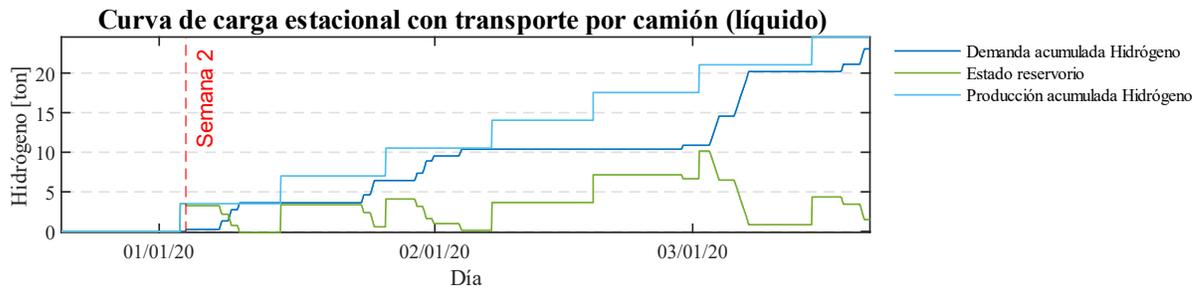
En la Figura 0-1 se observa la curva de carga estacional con las 3 opciones de transporte. Con 1 electrolizador de 1,25 MW y tomando en cuenta 2 semanas de reserva (en las que no se alimenta el ciclo combinado), es posible reemplazar un 5% de GN por hidrógeno en unidades de volumen. A diferencia de los gasoductos, el traslado por carretera no es inmediato, especialmente cuando se trata de hidrógeno líquido. A pesar de que la capacidad máxima del tanque de hidrógeno líquido se describe como de 4 *ton* en la Tabla 0-3, cuando se simuló el traslado de hidrógeno este valor se bajó a 3,5 *ton*, ya que no se lograba cubrir la demanda a tiempo para el periodo de estudio.



(a)



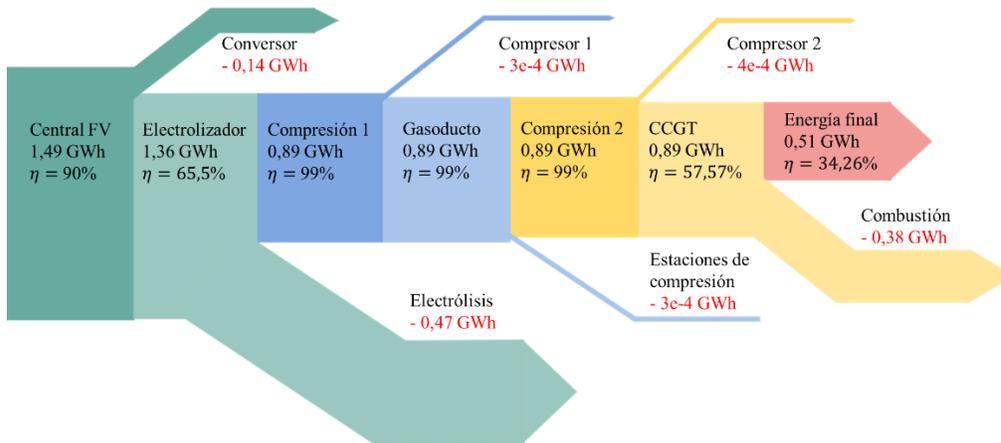
(b)



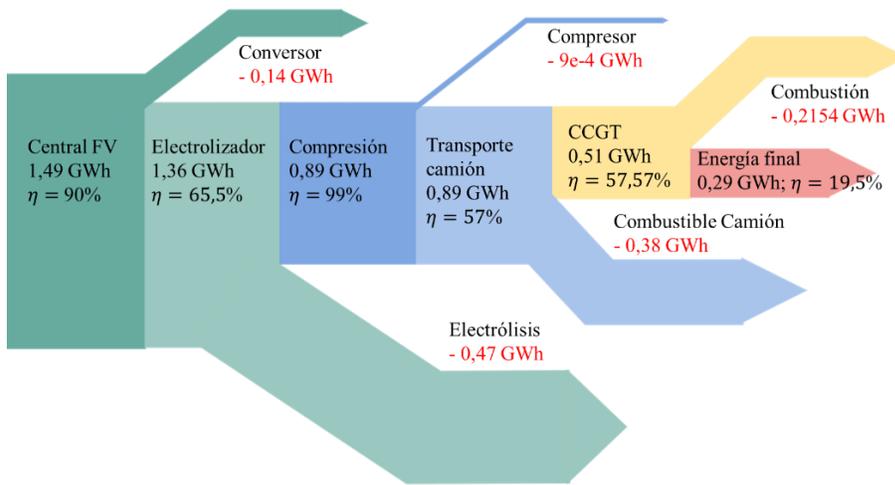
(c)

Figura 0-1: Curva de carga y descarga del reservorio para el transporte por gasoductos (a), camión en forma de gas (b) e hidrógeno líquido (c).

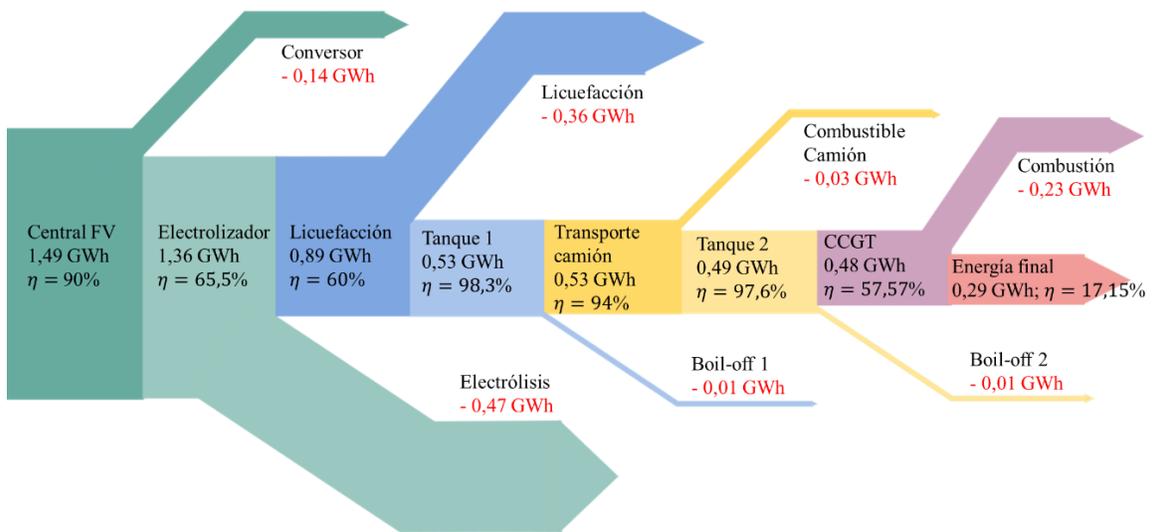
En la Figura 0-2 (a) se observa un diagrama de flujo de energía para el transporte por tuberías, donde se indican las pérdidas en rojo. Para el transporte por tuberías se tiene una eficiencia de un 34,26%. Las bajas pérdidas de transporte se explican porque al usar electrólisis de alta presión, se reducen los requerimientos de compresión. En el caso del transporte por carretera de hidrógeno gaseoso (Figura 0-2 (b)), la eficiencia del sistema completo es de un 19,5% y las pérdidas de transporte son, en su mayoría, por el combustible del camión. Para el hidrógeno líquido (Figura 0-2 (c)), la mayor parte de la energía se pierde en la electrólisis y otra parte importante se pierde en la licuefacción. La eficiencia del sistema completo es de aproximadamente un 17,15%, el menor valor de los 3 métodos de transporte.



(a) Transporte de hidrógeno por gasoductos.



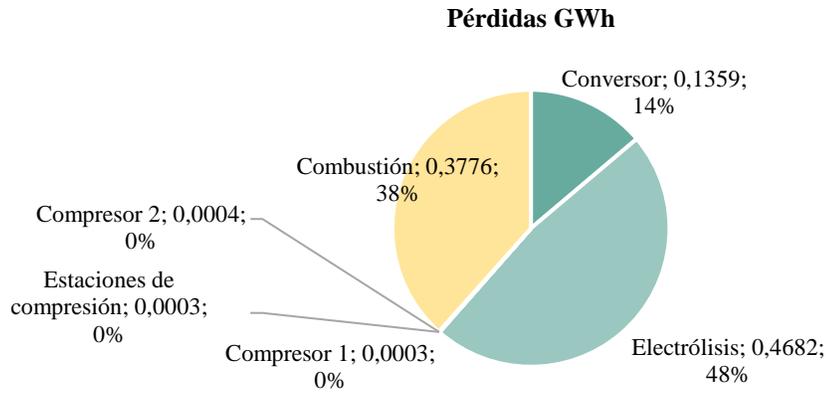
(b) Transporte por camiones de hidrógeno gaseoso.



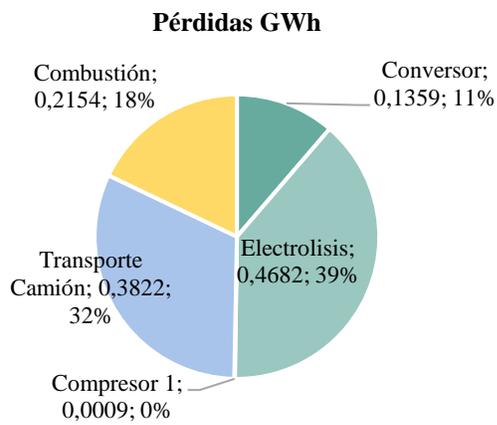
(c) Transporte por camiones de hidrógeno líquido.

Figura 0-2: Flujos de energía para el caso base.

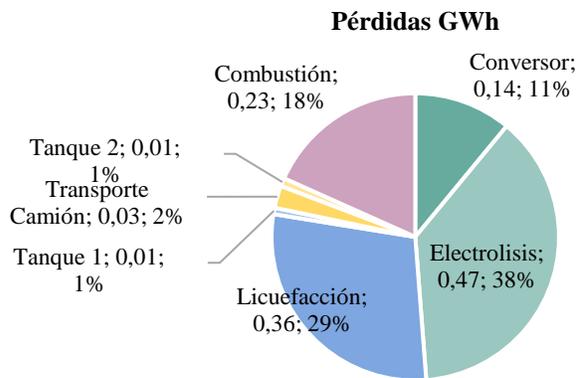
En la Figura 0-3 se muestran de forma gráfica las pérdidas de energía para las 3 opciones de transporte. Las principales pérdidas del transporte por gasoductos (Figura 0-3 (a)) se deben a la combustión y a la electrólisis, con un 86% del total, mientras que las pérdidas por el transporte y almacenamiento del gas suman menos de un 1%. En el caso del transporte por carretera de hidrógeno gaseoso (Figura 0-3 (b)), el transporte por camión representa un 32% de las pérdidas, muy superior al caso anterior. El transporte de hidrógeno líquido (Figura 0-3 (c)), en tanto, resulta tener menores pérdidas en el traslado por carretera, pero la cantidad de energía necesaria para la licuefacción del hidrógeno resulta en que este proceso siga siendo el menos eficiente de los 3.



(a) Transporte de hidrógeno por gasoductos.



(b) Transporte por camiones de hidrógeno gaseoso.



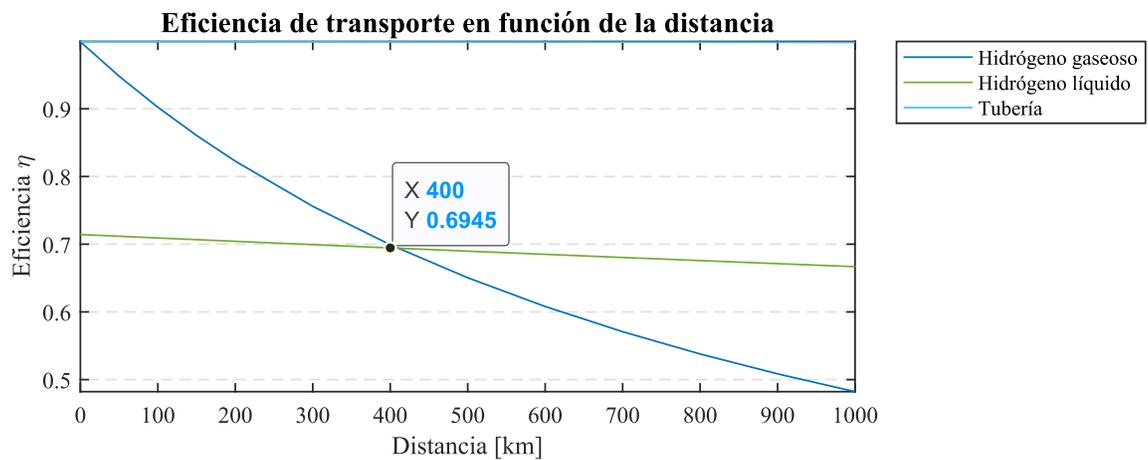
(c) Transporte por camiones de hidrógeno líquido.

Figura 0-3: Pérdidas de energía para el caso base

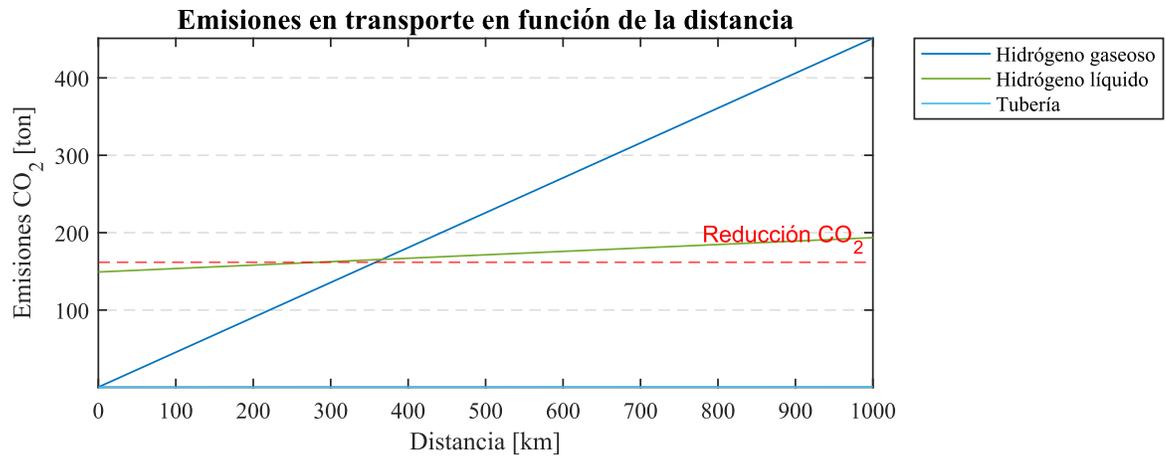
6.2. Análisis de sensibilidad

6.2.1. Distancia

En las Figura 0-4 (a) y (b) se muestra la eficiencia y las emisiones en el transporte para las 3 rutas, en función de la distancia. El transporte por hidrodutos es más eficiente para cualquier distancia, con un valor cercano al 100%. Desde los 400 km en adelante es más eficiente el transporte de hidrógeno líquido que el gaseoso. Sobre las emisiones, llega un punto en el transporte de hidrógeno gaseoso y líquido en el que estas superan el beneficio de reemplazar el hidrógeno en la turbina a gas, como indica la línea punteada. Para el hidrógeno líquido esto ocurre aproximadamente a los 400 km, mientras que para el hidrógeno gaseoso ocurre a los 300 km.



(a)



(b)

Figura 0-4: Eficiencia y emisiones en el transporte (sin considerar almacenamiento) con $P_{el}=30 \text{ bar}$ y

$$T_{el}=70 \text{ }^\circ\text{C}.$$

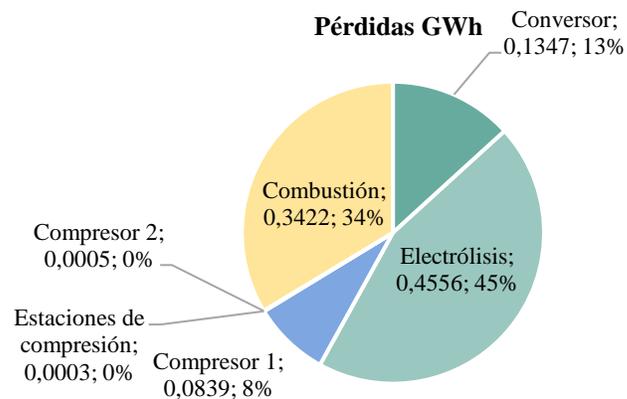
En la Tabla 0-4 se muestran las eficiencias del sistema completo para determinadas distancias. En todos los casos es preferible que la producción de hidrógeno esté en el sitio de la demanda, de esta forma se alcanza la mayor eficiencia posible dada la aplicación.

Tabla 0-4: Eficiencia en función de la distancia para las 3 opciones de transporte.

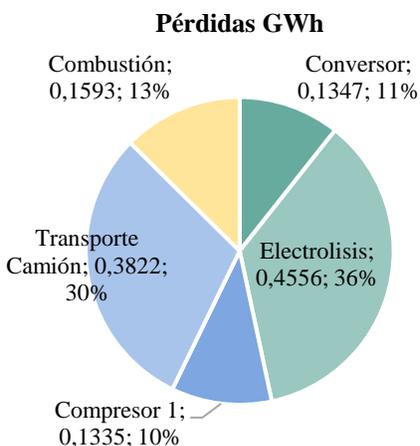
Distancia [km]	Eficiencia [%]		
	Gasoductos	Hidrógeno gaseoso	Hidrógeno líquido
0	34,29	34,29	18,22
100	34,28	30,59	17,62
400 (caso base)	34,26	19,5	17,15
800	34,24	4,82	13,47

6.2.2. Presión

Para evaluar la influencia de la presión, se fija la temperatura en $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ y se cambia la presión del electrolizador, bajándola hasta un valor de 1 bar . Los resultados se muestran en la Figura 0-5. Comparando los resultados del caso base con el transporte por gasoductos (Figura 0-3 (a)), se obtiene que si bien las pérdidas en el electrolizador bajan de $0,4682\text{ GWh}$ a $0,4556\text{ GWh}$, las pérdidas en el transporte y compresión del gas aumentan de $0,001\text{ GWh}$ a $0,0847\text{ GWh}$ al reducir la presión a la que ocurre la electrólisis. Para el transporte de hidrógeno por carretera en su forma gaseosa, ocurre algo similar (Figura 0-5 (b)). Las pérdidas por la compresión inicial del gas aumentan desde $9 \cdot 10^{-4}\text{ GWh}$ a $0,1335\text{ GWh}$ debido al aumento en el radio de compresión necesario p_2/p_1 ahora que la presión inicial p_1 se reduce, como lo indica la ecuación (20) de energía necesaria para la compresión de un gas.



(a) Transporte de hidrógeno por gasoductos.



(b) Transporte por camiones de hidrógeno gaseoso.

Figura 0-5: Pérdidas de energía para electrólisis de baja presión (1 bar)

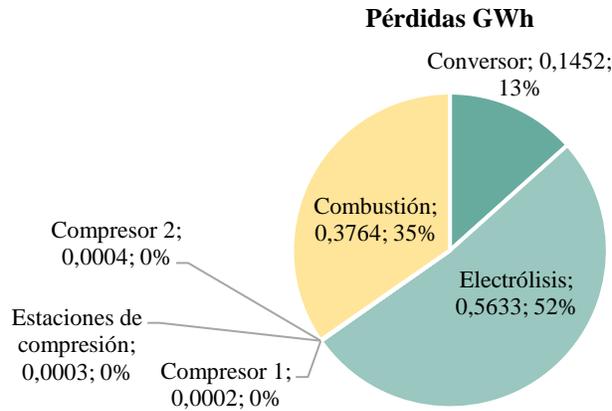
En la Tabla 0-5 se muestra la eficiencia de las 2 opciones de transporte cuando se baja la presión a 1 bar. A pesar de que las pérdidas en electrolizador bajan a menor presión, la eficiencia en la cadena de suministro se reduce en ambas rutas con respecto al caso base por los nuevos requerimientos de compresión.

Tabla 0-5: Eficiencia total para la electrólisis de baja presión.

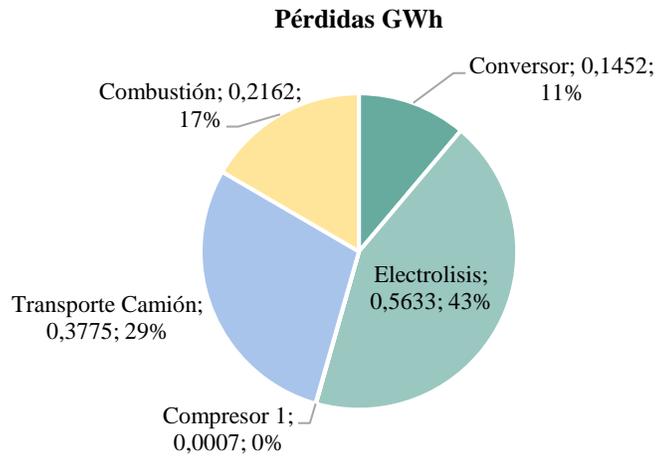
Transporte	Eficiencia [%]	Eficiencia caso base [%]
Gasoductos	31,33	34,26
Hidrógeno gaseoso	14,4	19,5

6.2.3. Temperatura

Para evaluar la influencia de la temperatura, se fija la presión en 30 bar y se modifica la temperatura del electrolizador, bajándola hasta un valor de 30 °C. Los resultados se muestran en la Figura 0-6. Comparando los resultados del caso base con el transporte por gasoductos (Figura 0-3 (a)) se obtiene que si bien las pérdidas en el electrolizador aumentan de 0,4682 GWh a 0,5633 GWh, las pérdidas en el transporte y compresión del gas disminuyen de 0,001 GWh a $9 \cdot 10^{-4}$ GWh al reducir la temperatura a la que ocurre la electrólisis. Para el transporte de hidrógeno por carretera en su forma gaseosa, ocurre algo similar (Figura 0-6 (b)). Las pérdidas por la compresión inicial del gas disminuyen desde $9 \cdot 10^{-4}$ GWh a $7 \cdot 10^{-4}$ GWh.



(a) Transporte de hidrógeno por gasoductos.



(b) Transporte por camiones de hidrógeno gaseoso.

Figura 0-6: Pérdidas de energía para electrólisis de baja temperatura (30 °C)

En la Tabla 0-6 se muestra la eficiencia de las 2 opciones de transporte cuando se baja la temperatura a 30 °C. A pesar de que las pérdidas en el transporte bajan a menor temperatura, como lo indica la ecuación (20), la eficiencia en la cadena de suministro se reduce en ambas rutas con respecto al caso base por la baja en la eficiencia de la electrólisis, que, como se explicó en la sección 2.2.2. depende de la temperatura.

Tabla 0-6: Eficiencia total para la electrólisis de baja temperatura.

Transporte	Eficiencia [%]	Eficiencia caso base [%]
Gasoductos	31,98	34,26
Hidrógeno gaseoso	18,38	19,5

6.2.4. Capacidad de contenedor gaseoso

En un futuro puede que la capacidad de los tanques de hidrógeno gaseoso aumente, por lo que se busca comparar las pérdidas en el transporte considerando que la capacidad de tanque sube de 300 a 1000 kg y la presión de compresión a 250 bar [96]. Con estas modificaciones, se obtienen los resultados mostrados en la Figura 0-7. Las pérdidas de transporte se reducen de 0,3822 a 0,1512 GWh; esto debido a que los viajes pasan de 85 a 26.

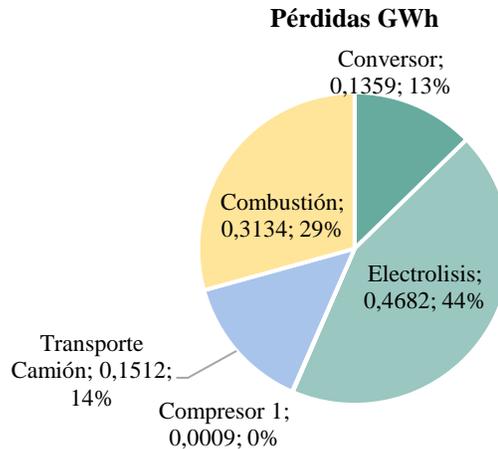


Figura 0-7: Pérdidas de energía para caso con una mayor capacidad de transporte de hidrógeno gaseoso mediante camiones.

En la Tabla 0-7 se muestra la eficiencia de la cadena de suministro cuando se transporta hidrógeno gaseoso por carretera. La eficiencia pasa de un 19,5% a un 28,45%, acercándose a los resultados del transporte por gasoductos.

Tabla 0-7: Eficiencia para el transporte de hidrógeno gaseoso por carretera con una mayor capacidad.

Transporte	Eficiencia [%]	Eficiencia caso base [%]
Hidrógeno gaseoso	28,45	19,5

6.2.5. Estación

Utilizando la metodología anterior, manteniendo las condiciones base para el electrolizador $P_{el} = 30 \text{ bar}$, $T_{el} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ y la distancia entre el punto de producción y demanda de 400 km, se modifica la estación para la que opera la cadena de suministro, agregando los resultados de otoño, invierno y primavera.

En la Tabla 0-8 se muestra la suma de la producción estacional de hidrógeno junto a otros parámetros para otoño, invierno y primavera. La cantidad de hidrógeno producido depende de la

energía de reducción disponible y de las horas de radiación, siendo el periodo con menor producción el invierno y el mayor, el verano.

Tabla 0-8: Resumen de resultados para la turbina a gas durante el resto del año.

Estación	Hidrógeno producido [ton]	Agua utilizada [m³]	Energía disponible de reducciones [GWh]	Energía utilizada [GWh]
Otoño	22,95	256,51	9,66	1,1668
Invierno	21,43	239,48	5,62	1,09
Primavera	25,23	281,90	6,65	1,28

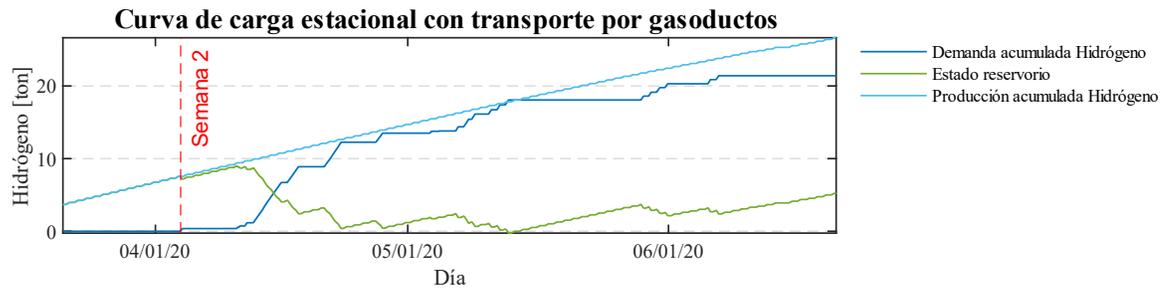
En la Tabla 0-9 se presenta el total de hidrógeno utilizado en reemplazo del gas natural, junto con la reducción en emisiones de dióxido de carbono y GN al mezclarlo con hidrógeno para el resto de las estaciones. En el mes de otoño se operó la central de forma intensiva, como se observa en la Figura C-3 (a) del Anexo C: Antecedentes, debido a lo cual el porcentaje de reemplazo a cubrir con la producción de ese mes fue de apenas un 2,49 %. En contraste, los meses de invierno y primavera tuvieron una menor ocupación, por lo que se alcanza el tope de un 8 % de reemplazo.

Tabla 0-9: Resumen de resultados para el electrolizador durante el resto del año.

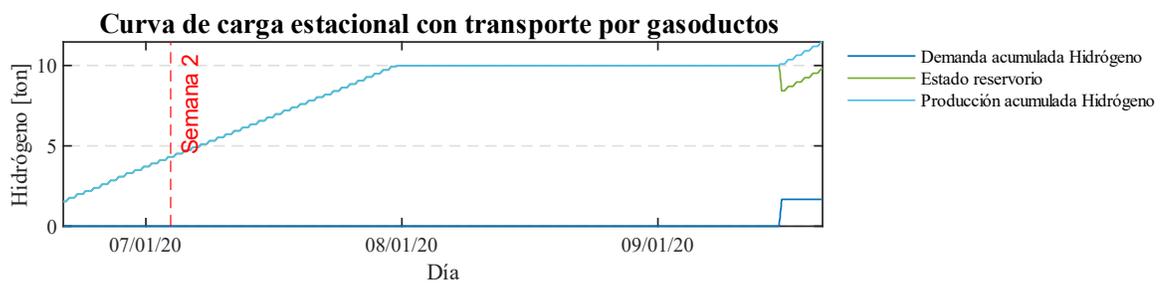
Estación	Porcentaje de reemplazo [%]	Hidrógeno utilizado [ton]	Reducción de CO₂ [ton]	Reducción de GN [ton]
Otoño	2,49	21,41	149,9	54,64
Invierno	8	1,67	11,75	4,29
Primavera	8	11,72	82,43	30,04

En la Figura 0-8 se muestra la curva de carga y descarga del reservorio para el transporte por gasoductos en las 3 estaciones restantes. En los meses de invierno y primavera se puede observar que, durante gran parte del periodo de estudio, el reservorio alcanza su capacidad máxima de 10 toneladas y el hidrógeno deja de ser transportado. Dado que la operación de la turbina no es continua, cuando la demanda de combustible baja o la unidad no es despachada, ocurre un

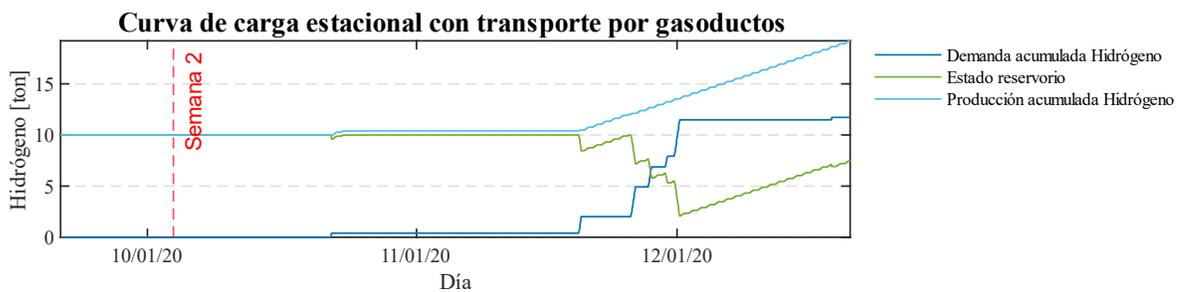
fenómeno similar al “gas inflexible”. El hidrógeno producido no puede ser almacenado y debe ser usado inmediatamente o desechado como en este caso¹.



(a) Otoño



(b) Invierno



(c) Primavera

Figura 0-8: Curva de carga y descarga del reservorio para el transporte por gasoductos en otoño (a), invierno (b) y primavera (c).

¹ La situación de “gas inflexible” se da porque las empresas generadoras tienen contratos con las distribuidoras de gas natural licuado, que obligan a aceptar el combustible y pagar por él, incluso si no se cuenta con capacidad de almacenamiento. Ante esta situación, al gas se le da la condición de “inflexible” y obtiene prioridad en el despacho, desplazando a las centrales renovables, según lo indica el artículo 3.3 de la “Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado”, junio de 2019.

Capítulo 7

Conclusión

7.1. Conclusión

La transición energética, aunque necesaria, no está exenta de desafíos. El aumento de las fuentes de generación basadas en energías renovables variables ha vuelto imperativo el desarrollo de inversiones en transmisión y en almacenamiento, de manera de aprovechar al máximo su aporte a la descarbonización. El hidrógeno verde surge como una alternativa al convertir el exceso de energía en gas y viceversa. En este trabajo se estudió la aplicación del hidrógeno como apoyo a la generación renovable, pasando por todas las etapas, desde la producción hasta la combustión del hidrógeno en un ciclo combinado.

Se investigó la producción del hidrógeno, su almacenamiento, transporte y conversión en energía, con el fin de caracterizar los avances tecnológicos existentes a la fecha y determinar los requerimientos del hidrógeno a lo largo de la cadena de suministro, donde se determinó que la mejor opción para producirlo era la electrólisis PEM. Adicionalmente, se definieron 3 opciones de transporte por ser las únicas que ya se encuentran en un nivel de aplicación: gasoductos, camiones de hidrógeno líquido y gaseoso. Por último, se fijaron los límites de reemplazo de hidrógeno por gas natural en una central térmica existente, cuyo porcentaje máximo quedó en un 8% en unidad de volumen.

Sobre la base de la investigación mencionada, se aplicaron y desarrollaron modelos de cálculo para la cadena de suministro completa, es decir, se eligió un modelo que representaba el rendimiento del electrolizador PEM en función de la temperatura y la presión. Posteriormente se desarrolló un modelo de cálculo para estimar la cantidad de combustible necesario en una turbina a gas, al operar con mezclas a distintos porcentajes de hidrógeno con GN y se aplicaron fórmulas conocidas para determinar los requerimientos de energía en el transporte y almacenamiento del gas. Con los modelos de cálculo se estableció una metodología que relacionaba los bloques de la cadena de suministro y según la cual se obtuvieron los resultados.

Los hallazgos más importantes se exponen a continuación:

- Es posible mantener funcionando el sistema durante el mes de verano. La energía de reducción permite producir volúmenes de hidrógeno suficientes para cubrir un porcentaje superior al 2% del combustible que usa la turbina a gas, y las capacidades de almacenamiento y transporte están dentro de los rangos con los que se trabaja actualmente, por lo que el sistema se considera técnicamente viable.
- Para producir 1 *kg* de hidrógeno se necesitan aproximadamente 11 litros de agua y 51 *kWh* de energía, con lo cual se pueden reemplazar 2,6 *kg* de gas natural y de esta forma reducir

las emisiones de CO_2 en 7 kg. En el mejor caso el sistema tiene una eficiencia de un 34,3 %, siendo esta menor que la de otros métodos de almacenamiento (CAES, BESS y PHS).

- Sobre las opciones de transporte, los gasoductos son la mejor opción en términos de eficiencia y emisiones. El transporte por carretera de hidrógeno gaseoso para esta aplicación es descartado debido a la cantidad de viajes necesarios para transportar la abundante producción de hidrógeno con la capacidad reducida de los camiones.
- En el caso del hidrógeno líquido, se tienen 2 dificultades. En primer lugar, el proceso de licuefacción requiere de una gran cantidad de energía, por lo que esta opción solo debería ser tomada en cuenta para largas distancias y una masa considerable de hidrógeno a transportar, pues, como se mencionó en la sección 4.4.1, una planta de licuefacción de mayor capacidad podría reducir los requerimientos de energía hasta un 25% de la entalpía del gas. La segunda dificultad está relacionada con la naturaleza intensiva de la aplicación. Es necesario que el hidrógeno producido llegue lo antes posible al punto de demanda o de lo contrario puede que existan momentos donde el camión de hidrógeno líquido no alcanza a llenar el reservorio, como ocurrió en el caso de la Figura 0-1 (c), donde se tuvo que reducir la capacidad del camión para cubrir la demanda a tiempo.
- Sobre el funcionamiento del electrolizador, este es consistente con lo visto en la sección 2.2.2. Un aumento de presión o una reducción de temperatura resulta en una pérdida de eficiencia en la electrólisis y, al mismo tiempo, estas modificaciones reducen los requerimientos energéticos en la compresión, aumentando la eficiencia en el transporte. A partir de los resultados mostrados en las secciones 6.2.2 y 6.2.3 se puede concluir que las pérdidas de eficiencia modificando estos resultados superan ampliamente a los beneficios de variar la presión y temperatura con respecto al caso base, resultando en una disminución de la eficiencia del proceso completo.
- La operación estacional del sistema muestra variaciones de un 19,86% entre el mes de mayor y menor producción de hidrógeno, que fueron verano e invierno, respectivamente, mientras que el porcentaje de reemplazo de hidrógeno estuvo entre un 2,26% y un 8%, como se muestra en la Tabla 0-1. Estos resultados indican que la operación del sistema está estrechamente relacionada con la temporada de análisis. Una consecuencia de esto es que en cada estación se tendría un requerimiento distinto de almacenamiento, con un sobredimensionamiento en aquellos meses donde la turbina opera a una menor capacidad, como invierno y primavera en este caso.

Tabla 0-1: Resumen operación de sistema basado en hidrógeno durante todo el año.

Estación	Hidrógeno producido [ton]	Porcentaje de reemplazo [%]	Hidrógeno utilizado [ton]
Verano	26,74	5	23,06
Otoño	22,95	2,49	21,41
Invierno	21,43	8	1,67

Primavera	25,23	8	11,72
-----------	-------	---	-------

- En relación con el reemplazo de gas natural por hidrógeno, con 1 kg de H_2 , las emisiones de CO_2 se reducen en 7 kg, aproximadamente. Considerando el impuesto chileno actual a las emisiones de dióxido de carbono, de 5 USD/ton, el beneficio del reemplazo de GN es de 0,035 USD/kg H_2 . Como se mencionó en la sección 2.2, el costo actual de producción del hidrógeno es de entre 2,28- 7,39 USD/kg, pero podría caer en torno al dólar para el año 2030.
- Actualmente, en países de Europa como Suiza y Suecia ya se cuenta con impuestos mayores a los 100 dólares por tonelada, por lo que en el futuro puede que se den las condiciones para que el uso de hidrógeno en la aplicación estudiada tenga beneficios económicos. Considerando un costo de producción de 1 USD y a partir de un impuesto de 150 USD/ton, el reemplazo se vuelve rentable [100].

7.2. Trabajo futuro

Se proponen como trabajo futuro los siguientes puntos:

- Realizar un estudio económico de la solución, que contemple los costos de capital de los componentes de la cadena de suministro.
- Completar el modelo de electrolizador, agregando sistemas de balance de planta, que incluyen equipos como: unidad de potencia, purificador de agua, bombas de agua, sistemas de control de temperatura, unidades separadoras agua/gas y unidades de monitoreo.
- Hacer un estudio detallado de las reducciones de una planta, usando herramientas como DIGSILENT PowerFactory, que permitan simular escenarios de generación como distintas hidrologías, demandas, entre otros. Evaluar el sistema con otra fuente de energía, como la eólica.
- El índice Wobbe por sí solo tiene varias limitaciones al determinar si un combustible es completamente intercambiable por otro. Se propone como trabajo futuro el estudiar en profundidad el reemplazo de hidrógeno en turbinas a gas.
- Evaluar el esquema de conexión del electrolizador a la planta y proponer un sistema de coordinación entre la unidad y la central renovable.

Bibliografía

- [1] W. M. O. (WMO), "State of the global climate 2020," Tech. Rep. 1264, World Meteorological Organization (WMO), avenue de la Paix, Ginebra, Suiza, 2020. [Online] <https://public.wmo.int/en/our-mandate/climate/wmo-statement-state-of-global-climate>
- [2] V. Masson-Delmotte *et al.*, "Resumen para responsables de políticas Editado por," 2019, Accessed: Jul. 31, 2021. [Online]. Available: www.ipcc.ch
- [3] "¿Qué es el Acuerdo de París? | CMNUCC." <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris> (accessed Jul. 31, 2021).
- [4] "Inventario nacional de gases de efecto invernadero y otros contaminantes," 1990, Accessed: Jul. 31, 2021. [Online]. Available: <https://snichile.mma.gob.cl/>
- [5] "Plan de retiro y/o conversión de unidades a carbón," Santiago de Chile, 2020. Accessed: Jul. 31, 2021. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/plan_de_retiro_y_o_reconversion_centrales_carbon.pdf
- [6] "Capacidad instalada – Energía Abierta | Comisión Nacional de Energía." <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/> (accessed Jul. 31, 2021).
- [7] "Ministro Jobet anuncia nueva meta: 'Las ERNC representarán el 40% de la matriz al 2030' | Ministerio de Energía." <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministro-jobet-anuncia-nueva-meta-las-ernc-representaran-el-40-de-la-matriz-al-2030> (accessed Jul. 31, 2021).
- [8] J. Töpler and J. Lehmann, "Hydrogen and Fuel Cell Technologies and Market Perspectives".
- [9] I. Dincer and C. Acar, "Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability," 2015, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.12.035.
- [10] E. de Nacional, "Chile, fuente energética para un planeta cero emisiones HIDRÓGENO VERDE".
- [11] "¿Qué son las Energías Renovables? | Ministerio de Energía." <https://energia.gob.cl/educacion/que-son-las-energias-renovables> (accessed Jul. 31, 2021).
- [12] "Generación eléctrica: capacidad instalada de energías renovables llega al 54% en todo el país." <https://www.revistaei.cl/2021/07/21/generacion-electrica-capacidad-instalada-de-energias-renovables-llega-al-54-en-todo-el-pais/#> (accessed Jul. 31, 2021).
- [13] C. Santana, M. Falvey, M. Ibarra, and M. García, *Energías Renovables en Chile. El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. 2014. [Online]. Available: http://www.minenergia.gob.cl/archivos_bajar/Estudios/Potencial_ER_en_Chile_AC.pdf

- [14] “Boletín Mercado Eléctrico Sector Generación,” Santiago de Chile, Feb. 2022. Accessed: Mar. 16, 2022. [Online]. Available: <http://generadoras.cl/media/page-files/1984/Boletin-Mercado-Elctrico-Generadoras-de-Chile-Febrero-2022.pdf>
- [15] “Planificación Energética de Largo Plazo - Capacidad y Generación Eléctrica | Ministerio de Energía.” <https://energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-capacidad-y-generacion-electrica> (accessed Jul. 31, 2021).
- [16] S. R. Sinsel, R. L. Riemke, and V. H. Hoffmann, “Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources: a review,” 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.06.147.
- [17] “Curtailment: losing green power – Physics World.” <https://physicsworld.com/a/curtailment-losing-green-power/> (accessed Jul. 31, 2021).
- [18] R. A. Verzijlbergh, L. J. de Vries, G. P. J. Dijkema, and P. M. Herder, “Institutional challenges caused by the integration of renewable energy sources in the European electricity sector ARTICLE IN F O,” 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.039.
- [19] C. Wulf, J. Linssen, and P. Zapp, “Power-to-Gas-Concepts, Demonstration, and Prospects,” 2018, doi: 10.1016/B978-0-12-811197-0.00009-9.
- [20] G. Zini and P. Tartarini, “Solar hydrogen energy systems: Science and technology for the hydrogen economy,” *Solar Hydrogen Energy Systems: Science and Technology for the Hydrogen Economy*, vol. 9788847019980, pp. 1–184, Mar. 2012, doi: 10.1007/978-88-470-1998-0.
- [21] L. S. Jose *et al.*, “Sustainable Hydrogen Production Processes,” p. 183, 2017, doi: 10.1007/978-3-319-41616-8.
- [22] E. Taibi, R. Miranda, W. Vanhoudt, T. Winkel, J.-C. Lanoix, and F. Barth, “Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition,” 2018, Accessed: Jul. 31, 2021. [Online]. Available: www.irena.org
- [23] R. Chaubey, S. Sahu, O. O. James, and S. Maity, “A review on development of industrial processes and emerging techniques for production of hydrogen from renewable and sustainable sources,” 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.02.019.
- [24] “Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy The Making Mission Possible Series,” 2021, Accessed: Aug. 16, 2021. [Online]. Available: www.linkedin.com/company/energy-transitionscommission
- [25] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, “Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review,” *Materials Science for Energy Technologies*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, Dec. 2019, doi: 10.1016/J.MSET.2019.03.002.

- [26] M. Yu, K. Wang, and H. Vredenburg, “Insights into low-carbon hydrogen production methods: Green, blue and aqua hydrogen,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 41, pp. 21261–21273, Jun. 2021, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2021.04.016.
- [27] M. Newborough and G. Cooley, “Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours,” *Fuel Cells Bulletin*, vol. 2020, no. 11, pp. 16–22, Nov. 2020, doi: 10.1016/S1464-2859(20)30546-0.
- [28] M. Jarana, J. Sanches, J. Portela, E. Nebot, and E. M. Martinez, “Generación de Hidrogeno a partir de Biomasa mediante gasificación en agua supercrítica,” *Ingeniería Química*, p. 20, 2008, [Online]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Enrique-Martinez-De-La-Ossa/publication/273698921_Generacion_de_hidrogeno_a_partir_de_biomasa_mediante_gasificacion_en_agua_supercritica/links/553e6de20cf210c0bdaaa4c1/Generacion-de-hidrogeno-a-partir-de-biomasa-median
- [29] G. Garcia, E. Arriola, W.-H. Chen, and M. D. de Luna, “A comprehensive review of hydrogen production from methanol thermochemical conversion for sustainability,” 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.119384.
- [30] W. J. Martinez-Burgos *et al.*, “Hydrogen: Current advances and patented technologies of its renewable production,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 286, p. 124970, Mar. 2021, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2020.124970.
- [31] J. Chi and H. Yu, “Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production,” *Chinese Journal of Catalysis*, vol. 39, no. 3, pp. 390–394, Mar. 2018, doi: 10.1016/S1872-2067(17)62949-8.
- [32] D. Bessarabov, “PEM water electrolysis. Volume 1.” Academic Press, London, England, 2018.
- [33] D. Bessarabov and P. Millet, *Fundamentals of Water Electrolysis*. 2018. doi: 10.1016/b978-0-12-811145-1.00003-4.
- [34] R. Escobar-Yonoff, D. Maestre-Cambornel, S. Charry, A. Rincón-Montenegro, and I. Portnoy, “Performance assessment and economic perspectives of integrated PEM fuel cell and PEM electrolyzer for electric power generation,” *Heliyon*, vol. 7, no. 3, p. e06506, Mar. 2021, doi: 10.1016/J.HELIYON.2021.E06506.
- [35] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, and D. Stolten, “A comprehensive review on PEM water electrolysis,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 12, pp. 4901–4934, Apr. 2013, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2013.01.151.
- [36] A. Nechache and S. Hody, “Alternative and innovative solid oxide electrolysis cell materials: A short review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, p. 111322, Oct. 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2021.111322.

- [37] J. Andersson and S. Grönkvist, “Large-scale storage of hydrogen,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 23, pp. 11901–11919, May 2019, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2019.03.063.
- [38] C. N. C. Hitam, M. A. A. Aziz, A. H. Ruhaimi, and M. R. Taib, “Magnesium-based alloys for solid-state hydrogen storage applications: A review,” *International Journal of Hydrogen Energy*, Apr. 2021, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2021.03.153.
- [39] K. T. Møller, T. R. Jensen, E. Akiba, and H. wen Li, “Hydrogen - A sustainable energy carrier,” *Progress in Natural Science: Materials International*, vol. 27, no. 1, pp. 34–40, Feb. 2017, doi: 10.1016/J.PNSC.2016.12.014.
- [40] I. A. Hassan, H. S. Ramadan, M. A. Saleh, and D. Hissel, “Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, p. 111311, Oct. 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2021.111311.
- [41] G. Sdanghi, G. Maranzana, A. Celzard, and V. Fierro, “Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 102, pp. 150–170, Mar. 2019, doi: 10.1016/J.RSER.2018.11.028.
- [42] G. Sdanghi, G. Maranzana, A. Celzard, V. Fierro, and V. Fierro Review, “Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications”, doi: 10.1016/j.rser.2018.11.028i.
- [43] W. Mcdowall en M. Eames, “Towards a sustainable hydrogen economy: A multi-criteria sustainability appraisal of competing hydrogen futures”, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol 32, bll 4611–4626, 12 2007.
- [44] R. R. Ratnakar *et al.*, “Hydrogen supply chain and challenges in large-scale LH2 storage and transportation,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 47, pp. 24149–24168, Jul. 2021, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2021.05.025.
- [45] Z. Wang, Y. Wang, S. Afshan, and J. Hjalmarsson, “A review of metallic tanks for H2 storage with a view to application in future green shipping,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 9, pp. 6151–6179, Feb. 2021, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2020.11.168.
- [46] “Hydrogen Delivery | Department of Energy.”
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-delivery> (accessed Jul. 31, 2021).
- [47] R. Gerboni, “Introduction to hydrogen transportation,” *Compendium of Hydrogen Energy*, pp. 283–299, Jan. 2016, doi: 10.1016/B978-1-78242-362-1.00011-0.

- [48] J. Li and S. Obara, "Study on Hydrogen energy supply system with natural gas pipeline in China," *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, vol. 2019-Decem, no. Figure 2, pp. 2019–2022, 2019, doi: 10.1109/APPEEC45492.2019.8994477.
- [49] I. A. Gondal, "Hydrogen transportation by pipelines," *Compendium of Hydrogen Energy*, pp. 301–322, Jan. 2016, doi: 10.1016/B978-1-78242-362-1.00012-2.
- [50] "Use of hydrogen - U.S. Energy Information Administration (EIA)." <https://www.eia.gov/energyexplained/hydrogen/use-of-hydrogen.php> (accessed Jul. 31, 2021).
- [51] E. Wolf, "Large-Scale Hydrogen Energy Storage," *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*, pp. 129–142, Jan. 2015, doi: 10.1016/B978-0-444-62616-5.00009-7.
- [52] M. P. Boyce, "Gas Turbine Engineering Handbook," *Gas Turbine Engineering Handbook*, 2012.
- [53] S. Green, "Combined cycle power plants," *PEI Power Engineering International*, vol. 8, no. 1, pp. 1–43, Jan. 2012, doi: 10.1533/9780857096180.1.
- [54] P. Griebel, "Gas Turbines and Hydrogen," *Hydrogen Science and Engineering: Materials, Processes, Systems and Technology*, vol. 2, pp. 1011–1032, 2016, doi: 10.1002/9783527674268.ch43.
- [55] "Hydrogen fuel blending system for GE 7FA gas turbines." <https://www.turbomachinerymag.com/view/hydrogen-fuel-blending-system-for-ge-7fa-gas-turbines> (accessed Sep. 15, 2021).
- [56] J. Goldmeier, "Fuel Flexible Gas Turbines as Enablers for a Low or Reduced Carbon Energy - GEA33861," *GE Power*, no. February, 2018.
- [57] G. E. Marin, D. I. Mendeleev, and B. M. Osipov, "A study on the operation of a gas turbine unit using hydrogen as fuel," *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 1891, no. 1, p. 012055, May 2021, doi: 10.1088/1742-6596/1891/1/012055.
- [58] P. Chiesa, G. Lozza, and L. Mazzocchi, "Using hydrogen as gas turbine fuel," *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, vol. 127, no. 1, pp. 73–80, Jan. 2005, doi: 10.1115/1.1787513.
- [59] "HYFLEXPOWER: The world's first integrated power-to-X-to-power hydrogen gas turbine demonstrator | Press | Company | Siemens." <https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/hyflexpower-worlds-first-integrated-power-x-power-hydrogen-gas-turbine-demonstrator> (accessed Jul. 31, 2021).

- [60] “Vertimiento de generación ERNC de noviembre fue el más alto en años: 59,7 GWh - Electricidad.” <https://www.revistaei.cl/2020/12/17/vertimiento-de-generacion-ernc-de-noviembre-fue-el-mas-alto-en-anos-597-gwh/> (accessed Jul. 31, 2021).
- [61] A. Alanazi and A. Khodaei, “Optimal battery energy storage sizing for reducing wind generation curtailment,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2018-January, pp. 1–5, Jan. 2018, doi: 10.1109/PESGM.2017.8274599.
- [62] X. Dui, G. Zhu, and L. Yao, “Two-Stage Optimization of Battery Energy Storage Capacity to Decrease Wind Power Curtailment in Grid-Connected Wind Farms,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3296–3305, May 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2779134.
- [63] X. Dui, G. Zhu, and L. Yao, “Two-Stage Optimization of Battery Energy Storage Capacity to Decrease Wind Power Curtailment in Grid-Connected Wind Farms,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3296–3305, May 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2779134.
- [64] H. Li, C. Zheng, S. Lv, S. Liu, and C. Huo, “Research on optimal capacity of wind power based on coordination with pumped storage power,” *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, vol. 2016-December, pp. 1214–1218, Dec. 2016, doi: 10.1109/APPEEC.2016.7779685.
- [65] J. Zou, S. Rahman, and X. Lai, “Mitigation of wind output curtailment by coordinating with pumped storage and increasing transmission capacity,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2015-September, Sep. 2015, doi: 10.1109/PESGM.2015.7286276.
- [66] B. Cleary, A. Duffy, A. O’Connor, M. Conlon, and V. Fthenakis, “Assessing the economic benefits of compressed air energy storage for mitigating wind curtailment,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 1021–1028, Jul. 2015, doi: 10.1109/TSTE.2014.2376698.
- [67] A. Rabiee, A. Keane, and A. Soroudi, “Green hydrogen: A new flexibility source for security constrained scheduling of power systems with renewable energies,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 37, pp. 19270–19284, May 2021, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2021.03.080.
- [68] C. Wang *et al.*, “Optimal Configuration of Hydrogen Storage System and Hydrogen Supply Chain Equipment for Regional Integrated Energy System,” *2020 IEEE Student Conference on Electric Machines and Systems, SCEMS 2020*, pp. 976–981, Dec. 2020, doi: 10.1109/SCEMS48876.2020.9352250.
- [69] T. Wang *et al.*, “Expanding flexibility with P2H for integrated energy systems,” *IET Conference Publications*, vol. 2019, no. CP764, 2019, doi: 10.1049/CP.2019.0670.

- [70] T. Yun, W. Zedi, L. Yan, M. Qian, H. Qian, and L. Shubin, “A multi energy storage system model based on electricity heat and hydrogen coordinated optimization for power grid flexibility,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, Jun. 2019, doi: 10.17775/CSEEJPES.2019.00190.
- [71] W. Sun and G. Harrison, “Active operation of hydrogen fuelling stations to support renewable integration,” *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT-Europe 2017 - Proceedings*, vol. 2018-January, pp. 1–6, Jul. 2017, doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2017.8260194.
- [72] F. Alshehri, “Ancillary services from Hydrogen Based Technologies to Support Power System Frequency Stability.” 2018. Accessed: Jul. 31, 2021. [Online]. Available: <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid%3A428f4f3f-fb90-4647-acd6-0d6578f3fa92>
- [73] F. Alshehri, V. G. Suárez, J. L. Rueda Torres, A. Perilla, and M. A. M. M. van der Meijden, “Modelling and evaluation of PEM hydrogen technologies for frequency ancillary services in future multi-energy sustainable power systems,” *Heliyon*, vol. 5, no. 4, Apr. 2019, doi: 10.1016/J.HELIYON.2019.E01396.
- [74] E. Bach, S. Schlegel, and D. Westermann, “CO₂emission assessment of the provision of ancillary services by hydrogen storage power plants,” *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, vol. 2020-October, pp. 884–888, Oct. 2020, doi: 10.1109/ISGT-EUROPE47291.2020.9248986.
- [75] Z. Zhong, D. Huang, K. Hu, X. Ai, and J. Fang, “Real-time Optimal Operation of Microgrid with Power-to-hydrogen,” *iSPEC 2020 - Proceedings: IEEE Sustainable Power and Energy Conference: Energy Transition and Energy Internet*, pp. 2275–2280, Nov. 2020, doi: 10.1109/ISPEC50848.2020.9351164.
- [76] Y. Cao, Y. Huang, R. Liu, Y. Zhuo, P. Liu, and J. Nie, “Capacity Optimization of Multi-energy complementary Microgrid Considering Green Hydrogen System,” *2021 4th International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering (CEEPE)*, pp. 765–769, Apr. 2021, doi: 10.1109/CEEPE51765.2021.9475641.
- [77] L. Valverde, F. Rosa, and C. Bordons, “Design, planning and management of a hydrogen-based microgrid,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 9, no. 3, pp. 1398–1404, 2013, doi: 10.1109/TII.2013.2246576.
- [78] F. Garcia-Torres and C. Bordons, “Optimal Economical Schedule of Hydrogen-Based Microgrids With Hybrid Storage Using Model Predictive Control,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 8, pp. 5195–5207, Aug. 2015, doi: 10.1109/TIE.2015.2412524.

- [79] D. Bessarabov and P. Millet, “The Individual Proton-Exchange Membrane Cell and Proton-Exchange Membrane Stack,” *PEM Water Electrolysis*, pp. 75–115, Jan. 2018, doi: 10.1016/B978-0-12-811145-1.00004-6.
- [80] P. Olivier, C. Bourasseau, and P. B. Bouamama, “Low-temperature electrolysis system modelling: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, pp. 280–300, Oct. 2017, doi: 10.1016/J.RSER.2017.03.099.
- [81] M. M. Rahman, T. K. Ibrahim, and A. N. Abdalla, “Thermodynamic performance analysis of gas-turbine power-plant,” *International Journal of Physical Sciences*, vol. 6, no. 14, pp. 3539–3550, 2011, doi: 10.5897/IJPS11.272.
- [82] M. J. Moran, H. N. Shapiro, D. D. Boettner, and M. B. (Margaret B. Bailey, “Fundamentals of engineering thermodynamics,” p. 1042.
- [83] R. Chang and J. Overby, “Chemistry.,” p. 1079.
- [84] Y. A. Cengel and M. A. Boles, “Thermodynamics: An Engineering Approach 9th Edition (SI Units),” *McGraw-Hill*, pp. 1–963, 2019, Accessed: Oct. 28, 2021. [Online]. Available: <https://www.mheducation.com/highered/product/thermodynamics-engineering-approach-cengel-boles/M9781259822674.html>
- [85] C. Rahmouni, M. Tazerout, and O. le Corre, “A method to determine biogas composition for combustion control,” *SAE Technical Papers*, 2002, doi: 10.4271/2002-01-1708.
- [86] E. Shashi. Menon, “Gas pipeline hydraulics,” 2005.
- [87] J. Larminie, A. Dicks, and J. Wiley, “Fuel Cell Systems Explained Second Edition,” 2003. [Online]. Available: www.wiley-europe.com
- [88] R. R. Ratnakar *et al.*, “Hydrogen supply chain and challenges in large-scale LH2 storage and transportation,” 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.05.025.
- [89] J. André *et al.*, “Design and dimensioning of hydrogen transmission pipeline networks,” *European Journal of Operational Research*, vol. 229, no. 1, pp. 239–251, Aug. 2013, doi: 10.1016/J.EJOR.2013.02.036.
- [90] J. Mathers Senior Manager, C. Wolfe, M. Norsworthy, E. Craft, and S. Health Scientist, “The Green Freight Handbook A Practical Guide for Developing a Sustainable Freight Transportation Strategy for Business”.
- [91] “Generación Real del sistema | Coordinador Eléctrico Nacional.” <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real-del-sistema/> (accessed Oct. 28, 2021).
- [92] D. Bessarabov and P. Millet, “The PEM Water Electrolysis Plant,” *PEM Water Electrolysis*, pp. 1–31, Jan. 2018, doi: 10.1016/B978-0-08-102830-8.00001-1.

- [93] J. Kotowicz, M. Job, M. Brzęczek, K. Nawrat, and J. Mędrych, “The methodology of the gas turbine efficiency calculation,” *Archives of Thermodynamics*, vol. 37, no. 4, pp. 19–35, Dec. 2016, doi: 10.1515/AOTER-2016-0025.
- [94] A. Unidad, D. N. Norte, and C. Oil, “Parámetros Técnicos para los Procesos de Partida y Parada de Unidades Generadoras Central Atacama,” 2016.
- [95] C. Yang, “DETERMINING THE LOWEST-COST HYDROGEN DELIVERY MODE Christopher Yang*,” pp. 1–30, 2020.
- [96] A. Rödl, C. Wulf, and M. Kaltschmitt, “Assessment of selected hydrogen supply chains-factors determining the overall GHG emissions,” *Hydrogen Supply Chain: Design, Deployment and Operation*, pp. 81–109, 2018, doi: 10.1016/B978-0-12-811197-0.00003-8.
- [97] S. Kuczynski, M. Łaciak, A. Olijnyk, A. Szurlej, and T. Włodek, “Thermodynamic and technical issues of hydrogen and methane-hydrogen mixtures pipeline transmission,” *Energies*, vol. 12, no. 3, Feb. 2019, doi: 10.3390/EN12030569.
- [98] U. Bossel, B. Eliasson, and G. Taylor, “The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak?,” *Cogeneration and Competitive Power Journal*, vol. 18, no. 3, pp. 29–70, 2003, doi: 10.1080/15453660309509023.
- [99] H. Wang, I. McGlinchy, and R. Samuelson, “Real-world fuel economy of heavy trucks.” Accessed: Dec. 19, 2021. [Online]. Available: <https://www.knowledgehub.transport.govt.nz/assets/TKH-Uploads/TKC-2019/Real-world-fuel-economy-of-heavy-trucks.pdf>
- [100] “En Suiza, una tonelada de CO2 cuesta más de 100 dólares - SWI swissinfo.ch.” <https://www.swissinfo.ch/spa/en-suiza--una-tonelada-de-co2-cuesta-m%C3%A1s-de-100-d%C3%B3lares/46773596> (accessed Jan. 06, 2022).
- [101] Catalog. No. GEA32929, 9F Power Plants, General Electric Company, Boston, MA.
- [102] T. Włodek, M. Łaciak, K. Kurowska, and Ł. Węgrzyn, “Thermodynamic analysis of hydrogen pipeline transportation – selected aspects,” *AGH Drilling, Oil, Gas*, vol. 33, no. 2, p. 379, 2016, doi: 10.7494/drill.2016.33.2.379.
- [103] E. W. Lemmon, M. L. Huber, and J. W. Leachman, “Revised Standardized Equation for Hydrogen Gas Densities for,” *Journal of Research of the National Institute of Standards and Technology*, vol. 113, no. 6, pp. 341–350, 2008.

ANEXOS

Anexo A: Validación de modelos de electrolizador y de reemplazo de GN por hidrógeno en turbina a gas

A.1. Curva de polarización

Para validar el modelo replicado de electrolizador, se usaron datos experimentales y se comparó la curva de polarización. En la Figura A-1 se muestra la comparación entre el modelo y los datos de un electrolizador real.

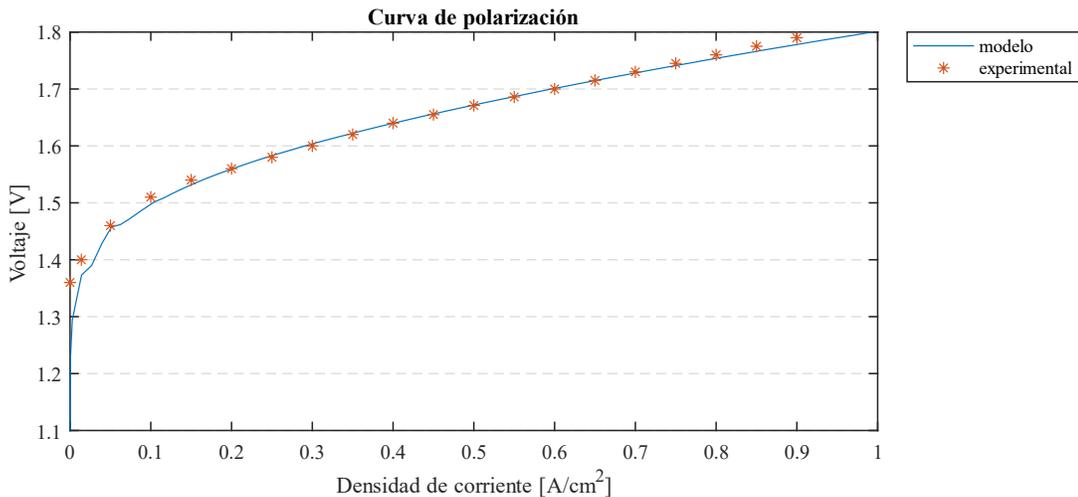


Figura A-1: Curva VI modelo replicado versus datos experimentales [34].

A.2. Reemplazo de GN

Para validar el modelo de cálculo descrito en la sección 4.3, se usaron datos existentes para una turbina a gas 9F.04, que se muestran en la Tabla A-1 obteniéndose los resultados mostrados en la Tabla A-2.

Tabla A-1: Especificaciones 9F.04 [101].

Modelo	PG 9171E GEC Alstom
Potencia nominal	288 [MW]
Relación de compresión	16,9
Temperatura de escape	621 °C

Tabla A-2: Resultado para 9F.04 comparados con datos de [56].

	5% H2 [m^3/h]	100% H2 [m^3/h]
Datos GE	3.930	243.500
Modelo	3.908	236.220
Error	0,5 %	2,9 %

Anexo B: Cálculo de factor de compresibilidad Z

En el cálculo del factor de compresibilidad Z se usa la ecuación de estado Peng-Robinson en su forma iterativa, donde se despeja Z encontrando las raíces del polinomio [102]:

$$Z = \frac{Z}{Z - B} - \frac{A \cdot Z}{Z^2 + 2 \cdot B \cdot Z - B^2} \quad (25)$$

Donde los parámetros A y B se definen como:

$$A = \frac{a \cdot p}{R^2 \cdot T^2} \quad (26)$$

$$B = \frac{b \cdot p}{R \cdot T}$$

Mientras que a y b se calculan como:

$$a = \Omega_a \cdot \frac{R^2 T_{pc}^2}{P_{pc}} \quad (27)$$

$$b = \Omega_b \cdot \frac{RT_{pc}}{P_{pc}}$$

Los valores de los factores numéricos son los siguientes:

- $\Omega_a = 0,457249$; $\Omega_b = 0,07780$
- $R = 8,314472 \text{ [J/K} \cdot \text{mol]}$ (constante universal de los gases)
- $T_{pc} = 32,94 \text{ [K]}$ (temperatura crítica hidrógeno)
- $P_{pc} = 1,2838 \text{ [MPa]}$ (presión crítica hidrógeno)
- $p \text{ [MPa]}$ y $T \text{ [K]}$ corresponden a la presión y la temperatura del gas respectivamente.

Para validar los cálculos se usaron los puntos presentados en la Tabla B-1. El modelo se considera preciso para presiones menores a los 50 MPa.

Tabla B-1: Error entre modelo y puntos de prueba [103].

T [K]	P[MPa]	Z real	Z modelo	Error [%]
200	1	1,0068	1,0052	0,15
300	10	1,0599	1,0469	1,22
400	50	1,2430	1,2225	1,65
500	200	1,7446	1,9875	13,9
200	300	2,8595	3,4621	21,07

Anexo C: Antecedentes y ejemplos

C.1. Porcentaje de vertimiento mensual

En la Figura C-1 se muestra el porcentaje de reducciones de una central a lo largo del año 2020 usado en el desarrollo del trabajo, con el fin de estimar la energía disponible.

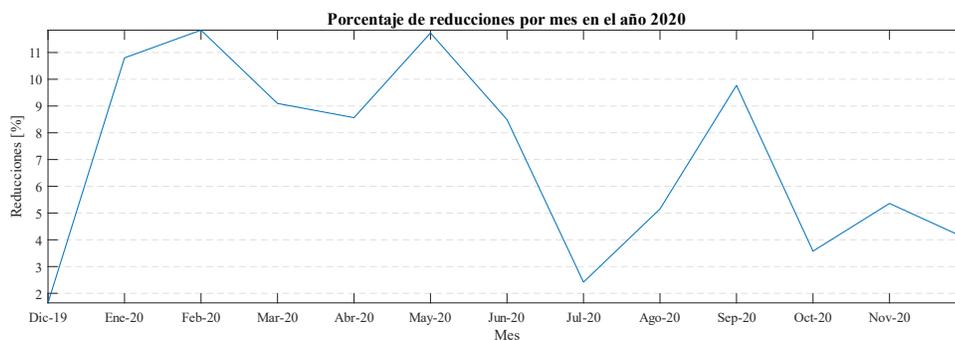
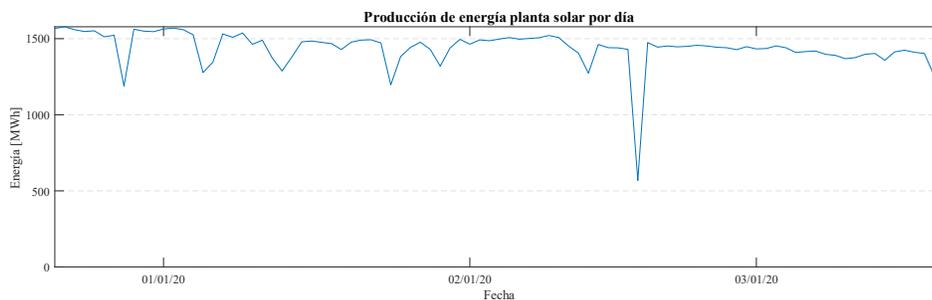


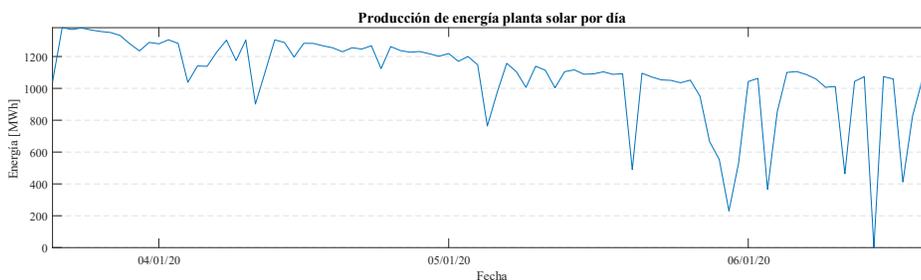
Figura C-1: Porcentaje de reducciones durante el año 2020 de una central.

C.2. Generación de central solar

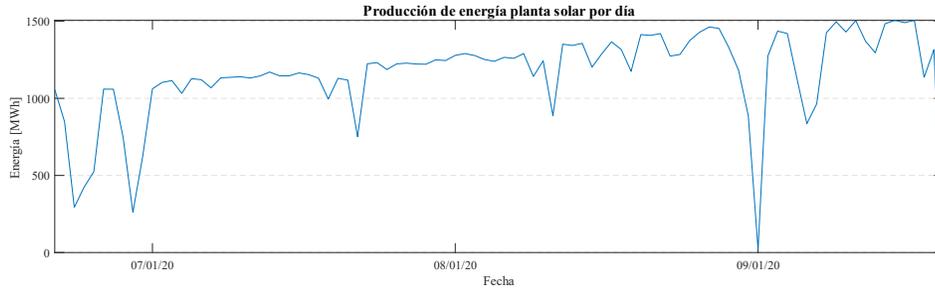
La Figura C-2 muestra el perfil de generación de una central solar real de 200 MW, que fue usada como referencia para calcular los vertimientos de energía junto con el porcentaje de reducción.



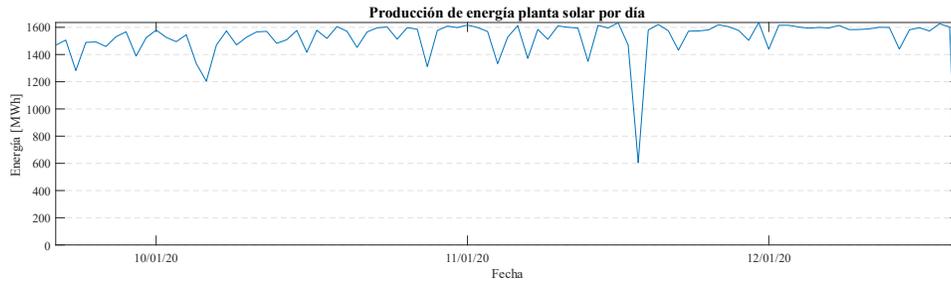
(a) Verano



(b) Otoño



(c) Invierno



(d) Primavera

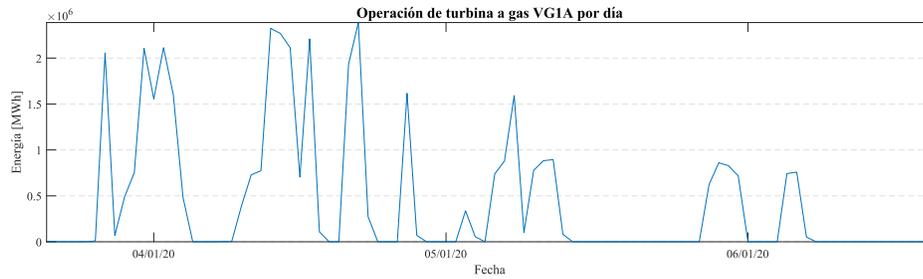
Figura C-2: Perfil de generación diaria de central solar durante el año 2020.

C.3. Operación de central de ciclo combinado

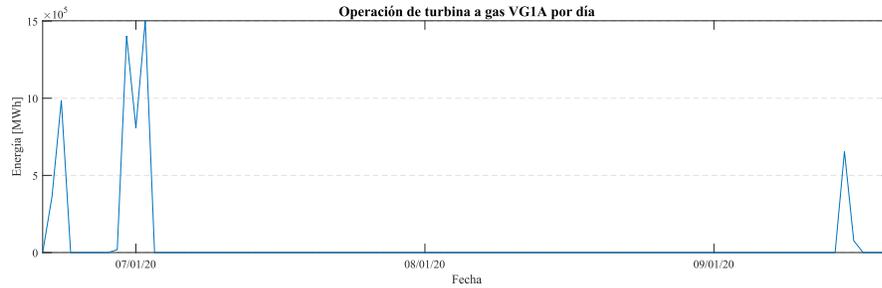
La Figura C-3 muestra los datos reales de generación de la central térmica atacama durante el año 2020, los cuales fueron utilizados para estimar la demanda de hidrógeno necesaria para cubrir cierto porcentaje de combustible.



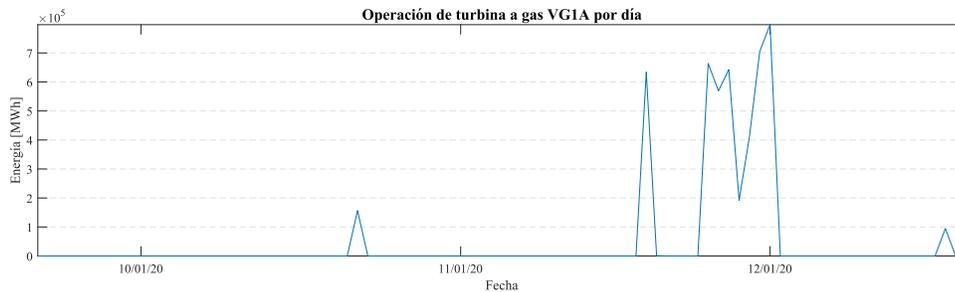
(a) Verano



(b) Otoño



(c) Invierno

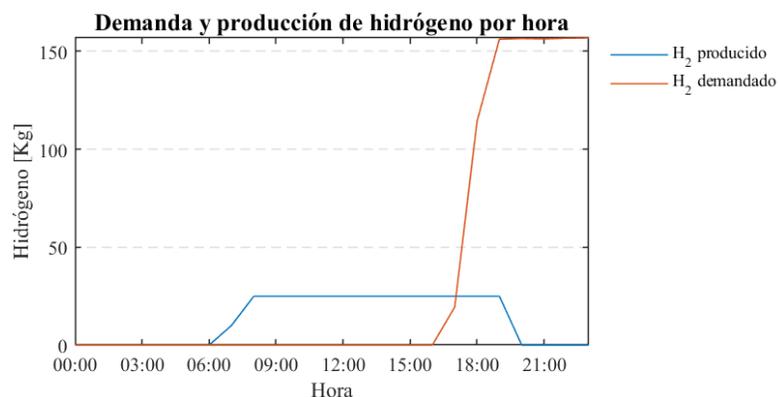


(d) Primavera

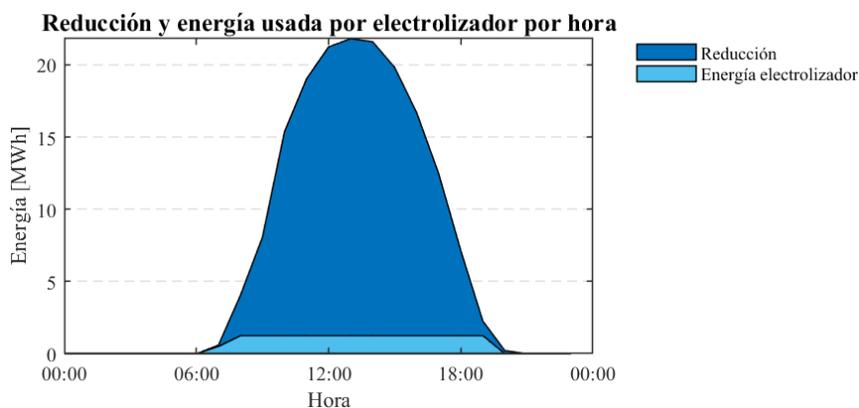
Figura C-3: Operación de turbina VG1A durante el año 2020

C.4. Producción y demanda diaria de hidrógeno

La Figura C-4 muestra un resumen diario de los resultados más importantes. En la Figura C-4 (a) se muestra el perfil diario de demanda y producción de hidrógeno, mientras que en la Figura C-4 (b) se muestra la comparación entre el nivel de reducciones de la central y la energía utilizada por el electrolizador, que es mucho menor.



(a)

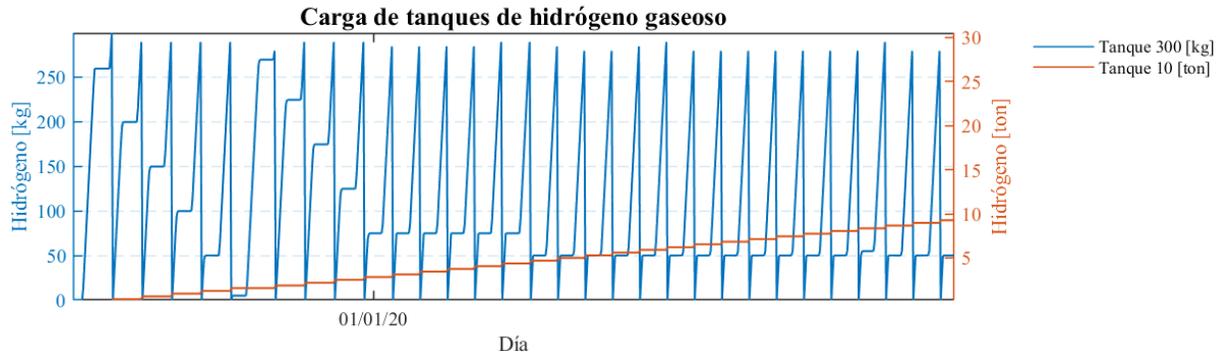


(b)

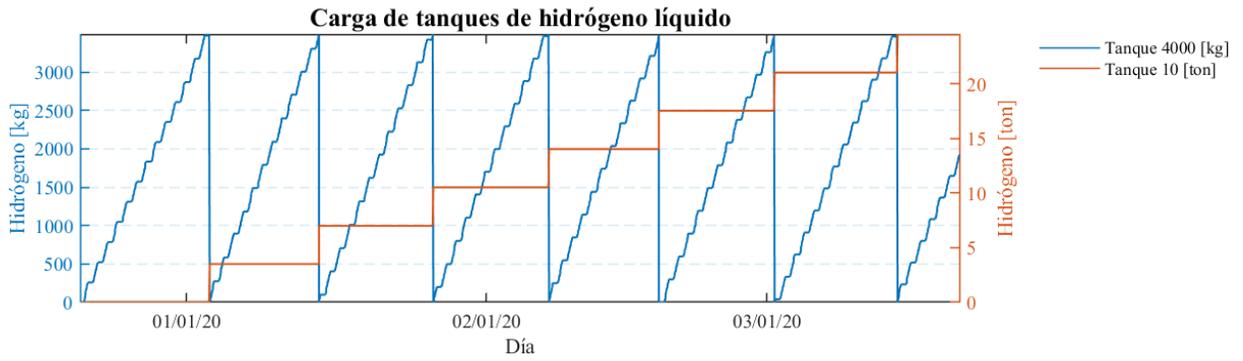
Figura C-4 : Demanda y producción de hidrógeno de un día típico (a), generación de la central solar y su reducción (b)

C.5. Llenado de tanques 1 y 2

En las Figura C-5 (a) y (b) se muestra la carga y descarga de los tanques de hidrógeno líquido y gaseoso en los puntos de producción y demanda. Cuando el tanque primario (en azul) se llena, el hidrógeno es trasladado al punto de demanda (en naranja), donde se almacena permanentemente.



(a) Hidrógeno gaseoso



(b) Hidrógeno líquido

Figura C-5: Carga y descarga de tanques de transporte por carretera (sin considerar demanda de hidrógeno).