



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

ANÁLISIS DE DISEÑO Y OPERACIÓN ÓPTIMA DE PLANTAS DE ELECTRICIDAD
E HIDRÓGENO VERDE EN EL NORTE DE CHILE

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

CATALINA ANDREA GAMBOA MORA

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
LUIS VARGAS DÍAZ
FRANCISCA JALIL VEGA

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Instituto de Sistemas Complejos de
Ingeniería - FONDECYT/Regular 1181928

SANTIAGO DE CHILE

2022

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE
LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
Y AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: CATALINA ANDREA GAMBOA MORA
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

ANÁLISIS DE DISEÑO Y OPERACIÓN ÓPTIMA DE PLANTAS DE ELECTRICIDAD E HIDRÓGENO VERDE EN EL NORTE DE CHILE

La descarbonización del sector eléctrico, sumado a la necesidad de reducir las emisiones de gases contaminantes en el sector industrial y de transportes, han posicionado al hidrógeno verde (H₂V) como una solución limpia para estos propósitos. Numerosos planes de inversión y de políticas públicas ya han sido anunciados nivel mundial y se espera que la producción de H₂V solo siga creciendo. En ese contexto, este trabajo propone un modelo de optimización matemática lineal que determina la inversión y operación óptima de una planta productora o complejo de generación de energía eléctrica e H₂V en una locación específica del Norte de Chile, considerando horizontes de tiempo de corto y mediano plazo. Con ello, se realizan sensibilidades de precio de venta del hidrógeno y de condiciones de operación relativas al funcionamiento del complejo. Los resultados muestran que en el corto plazo no es rentable este tipo de planta dado un precio de venta del hidrógeno de 2 USD/kg, mientras que en el largo plazo esto si ocurre para precios incluso menores. En particular, en el largo plazo no solo se produce hidrógeno, sino que también es posible generar energía eléctrica en base a este mediante celdas de combustible.

A mí misma, como dijo Snopp Dogg

Agradecimientos

Quiero partir agradeciendo a mi madre Nieve y a mi padre Juan, quienes siempre creyeron en mí y me entregaron todo para poder desarrollarme y ser la persona que soy hoy. También agradezco a mis hermanas mayores Paulina y Javiera, por aconsejarme y acompañarme desde pequeña en este largo proceso educativo. En particular, agradezco a mis sobrinas Amalia y Eleonora, quienes son mi inspiración y la razón de querer ser un aporte mediante este trabajo de tesis.

Agradezco también a mi familia en su completitud, a mis tíos, tías, primo y primas, quienes siempre que podían estuvieron pendientes de mí y me alentaron a seguir adelante. En especial quiero agradecer a mis abuelos y abuelas, quienes de alguna u otra forma, ya sea en el cielo o en la tierra, nunca dudaron de mis capacidades y siempre vieron la luz que hay en mí. Agradezco sobre todo a mi abuelita Nieves, con quien tengo el privilegio de vivir hace casi 2 años y quien me ha dado palabras de ánimo cada vez que me ve acongojada.

Agradezco a mis amigas del colegio, quienes a pesar de no tener la misma sangre, son como unas hermanas para mí. Gracias Sofi, Maro, Angy, Danu, Isi y Babe por siempre alentarme y permanecer a mi lado después de tanto tiempo de habernos conocido.

La vida universitaria me regalo amigos y amigas que sin ellos y ellas no podría haber terminado este proceso, su compañía fue fundamental y les agradezco infinitamente por elegirme como su amiga. Gracias a mis amigos y amigas de plan común Ivan, Sofi, JaviR, JaviV, Maca, Camilo, Vale, Pauli, Ojeda, Jipi, Tata y Mandi, gracias por los almuerzos que espero se vuelvan a repetir. Gracias a Sumaria2, mis amigos de eléctrica, por compartir su conocimiento conmigo y hacerme reír hasta no poder más. Mención especial a mis amigas Dani Day, Dasla y Karin, quienes fueron mis confidentes y me dieron el apañe que solo las amigas pueden dar.

Agradezco a Pedro, popularmente conocido como Pingüino, quien ha sido mi compañero y me ha entregado su inconmensurable amor y apañe. Gracias por escucharme y distraerme en los momentos de estrés, por acompañarme y permitirme acompañarte a ti también.

Por último y no menos importante, agradezco a mis profesores Rodrigo Moreno y Francisca Jalil, quienes fueron una guía fundamental para este trabajo de tesis. Gracias por entregarme sus conocimientos y aportar a mi formación como profesional. De igual forma agradezco al fondo FONDECYT/Regular 1181928 el cual mediante el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería financiaron parcialmente este trabajo.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis de investigación	3
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Estructura del documento	4
2. Estado del arte y contribuciones	5
2.1. Estado del arte	5
2.1.1. Producción de hidrógeno destinado a su distribución	6
2.1.2. Producción de hidrógeno destinada a la producción de combustibles sintéticos	7
2.1.3. Producción de hidrógeno destinado a la generación de energía eléctrica	8
2.1.4. Producción de hidrógeno destinado a su distribución y a la generación de energía eléctrica	9
2.1.5. Cuadro resumen	10
2.2. Contribuciones	11
3. Metodología	13
3.1. Nomenclatura	13
3.1.1. Parámetros	13
3.1.2. Variables	14
3.1.3. Conjuntos	15
3.2. Descripción general	15
3.3. Modelo matemático	17
3.3.1. Función objetivo	17
3.3.2. Restricciones	17
4. Caso de estudio y datos de entrada	23
4.1. Caso de estudio	23
4.2. Datos de entrada	24
4.2.1. Perfil solar	24
4.2.2. Costos marginales	24
4.2.3. Costos de inversión (CAPEX)	25
4.2.4. Servicios complementarios	26

4.2.5. Factores de conversión y eficiencias	26
4.2.6. Costo del agua	26
4.2.7. Capacidad del transformador	27
5. Resultados y análisis	28
5.1. Caso base	29
5.1.1. Análisis año 2020	29
5.1.2. Análisis año 2030	30
5.2. Análisis de caso rentable en el 2020 y precio del hidrógeno asociado	31
5.3. Sensibilidad de precio del hidrógeno	33
5.3.1. Análisis año 2020	33
5.3.2. Análisis año 2030	33
5.4. Sensibilidad en la operación	36
5.4.1. Caso sin reservas	37
5.4.2. Caso sin potencia firme	37
6. Conclusiones y trabajo futuro	39
Bibliografía	40
A. Anexo	44

Índice de Tablas

2.1. Cuadro resumen de la bibliografía principal	12
4.1. Costos de Inversión (CAPEX) para las diferentes tecnologías utilizadas	26
5.1. Capacidades, Ingresos, OPEX y CAPEX resultantes del modelo en los años 2020 y 2030 para los escenarios de Hidrógeno Verde e Hidrógeno Gris	29
5.2. Capacidades, Ingresos, OPEX y CAPEX resultantes del modelo en el 2020 cuando la cadena de producción de hidrógeno es rentable	32
5.3. Sensibilidad en la operación en el año 2020 para un precio de venta del hidrógeno igual a 4 USD/kg. Se muestran el caso base, el caso sin reservas y el caso sin potencia firme.	36
5.4. Sensibilidad en la operación en el año 2030 para un precio de venta del hidrógeno igual a 1 USD/kg. Se muestran el caso base, el caso sin reservas y el caso sin potencia firme.	37
A.1. Sensibilidad de precio en el año 2030, donde se utiliza un precio de venta del hidrógeno igual a 4 USD/kg	47

Índice de Ilustraciones

3.1. Complejo de generación compuesto por paneles solares, electrolizador, compresor, almacenamiento de hidrógeno y celdas de hidrógeno.	16
4.1. Variaciones del caso base	23
4.2. Perfil solar TMY para un panel solar de 1 MW en el Norte de Chile	24
4.3. Costo Marginal horario durante el día en el año 2020	25
4.4. Costo marginal horario durante el año 2020	25
5.1. (a) Capacidad del electrolizador y celda de hidrógeno para diferentes precios de hidrógeno en el año 2020, modo hidrógeno mixto. (b) Capacidad del electrolizador y celda de hidrógeno para diferentes precios de hidrógeno en el año 2020, modo hidrógeno verde.	34
5.2. (a) Capacidad del electrolizador y celda de hidrógeno para diferentes precios de hidrógeno en el año 2030, modo hidrógeno mixto. (b) Capacidad del electrolizador y celda de hidrógeno para diferentes precios de hidrógeno en el año 2030, modo hidrógeno verde.	35
A.1. (a) Energía inyectada por la celda de hidrógeno y costos marginales para el año 2030, modo hidrógeno mixto. (b) Energía inyectada por la celda de hidrógeno y costos marginales para el año 2030, modo hidrógeno verde.	45
A.2. (a) Energía inyectada por la celda de hidrógeno e hidrógeno almacenado para el año 2030, escenario de hidrógeno mixto. (b) Energía inyectada por la celda de hidrógeno e hidrógeno almacenado para el año 2030, escenario de hidrógeno verde.	46

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Los tiempos actuales han requerido cambios en los sistemas de energía en todo ámbito. Lo anterior motivado por la descarbonización del sector eléctrico, el cuál es responsable del 38,8% de las emisiones globales de CO_2 en el 2019 [1]. Es por esto que se ha observado un aumento de generación en base a energías renovables, como lo es la generación solar y eólica. En consecuencia, se ha generado la necesidad de mayores requerimientos de confiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico, dada la variabilidad e incertidumbre características de las energías renovables, junto con la apertura del mercado eléctrico para enfrentar estos desafíos de la forma mas eficiente posible.

Sumado a esto, es también imprescindible que la industria y el transporte disminuyan sus emisiones de gases de efecto invernadero (26.5 y 24.7 % de la emisiones globales de CO_2 en el 2019 respectivamente [1]) en conjunto con el sector eléctrico para poder alcanzar las metas del acuerdo de París. Este acuerdo apunta a reducir sustancialmente las emisiones de gases contaminantes para limitar el aumento de la temperatura global en este siglo a entre 1.5 y 2°C. Por consiguiente, la producción limpia de hidrógeno mediante energía eléctrica proveniente de fuentes renovables (hidrógeno verde) puede ser una solución que permita a estos sectores bajar sus emisiones incluso a cero, ya que al utilizar este combustible, no se emiten gases de efecto invernadero.

En el **sector industrial**, la utilización de hidrógeno está dedicada principalmente a las refinerías para hidrocarburos y a la producción de amoniaco para fertilizantes. Actualmente, este sector representa más de las tres cuartas partes de la demanda mundial de hidrógeno, el cual se produce mediante reformación de metano con vapor (hidrógeno gris), siendo altamente contaminante. Por lo tanto, el reemplazo de este tipo de hidrógeno por uno limpio aportaría de forma importante a la reducción de emisiones, siempre y cuando esto sea rentable: se estima que el amoniaco producido con hidrógeno verde debería serlo para el 2030 frente al amoniaco gris [2].

En el **sector transporte**, el hidrógeno puede ser usado en las celdas de combustible de vehículos o puede ser un insumo para la producción de combustibles líquidos sintéticos en

vehículos de combustión interna. En la actualidad, el transporte está dominado por combustibles fósiles con altas emisiones, siendo los medios de transporte a hidrógeno una solución más limpia, especialmente para el transporte pesado de larga distancia, el transporte marítimo y el aéreo. Las proyecciones indican que la mayoría de los transportes terrestres que utilicen hidrógeno serán competitivos frente a las otras opciones para el año 2030, pudiendo ser más rentable, por ejemplo, el transporte pesado de larga distancia si se cuenta con un precio de 4.5 USD por kilogramo de hidrógeno en una estación de combustible [2].

En el **sector eléctrico**, la producción de hidrógeno mediante electrolizadores puede ayudar a integrar de mejor forma las energías renovables en el sistema eléctrico, ya que el consumo de electricidad que efectúa el electrolizador puede ser ajustado rápidamente para seguir la generación eólica y solar, aportando así a la confiabilidad y resiliencia del sistema. De esta forma, los electrolizadores son capaces de prestar servicios complementarios al sistema, como reservas de subida, bajada o giro, mediante un cambio en su consumo. Por otro lado, el hidrógeno producido se transforma en una fuente de almacenamiento de energía renovable, la cual puede ser sacada del sistema y dirigida a otros sectores como los mencionados, o puede ser devuelta a la red eléctrica mediante celdas de combustible o turbinas a hidrógeno. Se espera que el hidrógeno producido con electricidad renovable cree un nuevo mercado para las energías renovables, donde se puede reducir la exposición al riesgo de volatilidad en el precio de la energía de los generadores renovables [3].

Otra aplicación del hidrógeno, la cual es transversal a la mayoría de los sectores y puede aportar en la descarbonización de estos, es la inyección de H_2 a las redes existentes de gas natural. Esta puede ser de manera directa, sin embargo, está limitada a valores entre el 2 y el 10% de la red total. Es por esto que es mucho más conveniente mezclar metano o gas natural con hidrógeno, produciendo metano o gas natural sintético, el cual es carbono neutral y aporta en la reducción de emisiones [4].

Dado lo expuesto anteriormente, el hidrógeno ha despertado un fuerte interés en el mundo. A inicios de 2021, más de 30 países publicaron sus hojas de ruta para el desarrollo del hidrógeno, la industria anunció más de 200 proyectos de hidrógeno y los gobiernos de todo el mundo se comprometieron con más de 70 mil millones de dólares (USD) en financiamiento público para ello. Por ejemplo, la Unión Europea ha anunciado un objetivo de capacidad de electrolizadores de 40 GW para 2030 y China publicó su programa de apoyo a las celdas combustibles que entre 2021 y 2024 gastará 5 mil millones de USD en el despliegue de vehículos con celdas de hidrógeno. Por otra parte, en California y en otros 15 estados de Estados Unidos se ha establecido el objetivo de ser cero emisiones para el 2035 en lo que respecta al transporte de pasajeros y carga pesada, contando con hasta 50 estaciones de combustible de hidrógeno en el 2010 en todo el país [2].

Chile, al ser un país con una riqueza única de fuentes de energías renovables, es un candidato potencial para contribuir al desarrollo de la industria del hidrógeno a bajo costo. Así lo establece la "Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde", la cual tiene como objetivo producir el hidrógeno verde más barato del planeta para el 2030, estar entre los principales exportadores de hidrógeno para el 2040 y contar con 5 GW de capacidad de electrólisis en desarrollo al 2025. Para lograr esto, se desarrolló un plan de acción que acelere el despliegue del hidrógeno tanto nacional como internacional, contando con el financiamiento de 50 millones de USD

para ello [5].

Teniendo en cuenta la estrategia de hidrógeno verde chilena, este trabajo propone un modelo de optimización que determina la inversión y operación óptima de un complejo productor de hidrógeno y generador de energía eléctrica en base a este combustible en una locación específica del Norte de Chile. Esto, considerando horizontes de operación al 2020 (corto plazo) y al 2030 (mediano plazo), con el fin de investigar la viabilidad del proyecto en el presente y en el futuro.

1.2. Hipótesis de investigación

La primera hipótesis de investigación que se presenta en este trabajo es que un complejo productor de hidrógeno y generador de energía eléctrica en base a este combustible es rentable en el mercado eléctrico chileno, asumiendo el nivel de precios que ha planteado el gobierno en su estrategia de H2V. En particular, se espera que en el corto plazo (2020) solo sea rentable la producción de hidrógeno para su posterior venta, mientras que para el mediano plazo (2030) se espera que sea rentable tanto la producción de hidrógeno como la generación de energía eléctrica en base a este combustible mediante celdas de hidrógeno.

La segunda hipótesis de investigación se basa en confirmar la posibilidad de diseñar un complejo de generación como el mencionado anteriormente de forma eficiente, mediante un modelo de optimización matemática que incorpore tanto elementos de la revisión bibliográfica como elementos propuestos por este estudio.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Mediante un modelo matemático de optimización, se quiere comprobar la viabilidad económica en el corto y mediano plazo de un complejo de generación en el Norte de Chile, el cual produce hidrógeno y genera energía eléctrica. Este complejo contempla paneles solares, electrolizador, compresor, tanque de almacenamiento de hidrógeno y celdas de hidrógeno, además de un transformador de salida que conecta el complejo a la red según se requiera.

1.3.2. Objetivos específicos

- Comparar los distintos modelos de optimización matemática disponibles en el estado del arte. Esto, con el fin de obtener elementos que permitan diseñar un nuevo modelo que responda a la hipótesis planteada y que sea más completo.
- Diseñar un modelo de optimización matemática que permita planificar la inversión y la operación de forma óptima de un complejo de generación de energía eléctrica y productor de hidrógeno, dados los precios de los distintos mercados en los que participa.
- Determinar un diseño óptimo para un complejo de generación de energía eléctrica y productor de hidrógeno que maximice sus utilidades.

- Determinar diseños alternativos del complejo en cuestión asociados a sensibilidades de distintos parámetros de entrada del modelo, como el precio del hidrógeno, la entrega de servicios complementarios y el reconocimiento de potencia firme.

1.4. Estructura del documento

En el segundo capítulo de este documento se realiza una revisión bibliográfica, en la cual se presenta el estado del arte de los modelos matemáticos de optimización que desarrollan sistemas los cuales consideran tanto la producción de hidrógeno como la generación de energía eléctrica en base a este, ya se de manera conjunta o separada. En el tercer capítulo se presenta la metodología de esta investigación, cuyo fin es describir y formular el modelo matemático de optimización asociado al complejo de generación. Luego, en el cuarto capítulo se describe el caso de estudio. Junto con ello, se presentan los datos de entrada al modelo, característicos de la ubicación y los equipos que componen al complejo de generación. Seguidamente, en el quinto capítulo, se presentan los resultados del modelo matemático aplicado en los años 2020 y 2030, además de las sensibilidades efectuadas al caso base. Finalmente, en el sexto capítulo se presentan las principales conclusiones obtenidas del trabajo y se plantean los trabajos futuros que son interesantes de explorar.

Capítulo 2

Estado del arte y contribuciones

En este capítulo se realiza una revisión bibliográfica del estado del arte, donde se detallan diferentes tipos de modelos de optimización planteados en la literatura que responden a diferentes aplicaciones, los cuales serán comparados en un cuadro resumen al final de la sección. Junto con esto, se presentan las contribuciones de este trabajo.

2.1. Estado del arte

El desarrollo de modelos de optimización que consideran la producción de hidrógeno recorre una amplia gama de aplicaciones y métodos de optimización. Sumado a esto, son también variadas las fuentes de energía utilizadas para generar hidrógeno, entre las cuales se encuentran la energía solar, la eólica, la proveniente de la red eléctrica y la proveniente de combustibles fósiles, entre otros. Por otro lado, existen diferentes mercados en los que puede participar un sistema de hidrógeno, ya sea en la venta de electricidad, hidrógeno, combustibles sintéticos (CS) o servicios complementarios (SSCC), siendo además posible el caso en que no se participe de ningún mercado y lo producido sea destinado al autoconsumo.

En particular, en esta sección se revisan aquellos modelos que, en general, consideran los equipos que componen una cadena de producción y uso de hidrógeno, tales como electrolizador, compresor, almacenamiento de hidrógeno y celdas de combustible. Sin perjuicio de lo anterior, se ordenará la bibliografía revisada según la finalidad con que se produce el hidrógeno, mencionando investigaciones que:

- Desarrollan una planta de producción y distribución de hidrógeno.
- Producen hidrógeno y combustibles sintéticos a partir de hidrógeno.
- Producen y utilizan el hidrógeno únicamente para generar energía eléctrica.
- Producen hidrógeno tanto para generar energía eléctrica como para su distribución.

Finalmente, se presentará un cuadro resumen y comparativo de las principales bibliografías revisadas, resaltando aspectos como las características del sistema propuesto, servicios entre-

gados y principales contribuciones.

2.1.1. Producción de hidrógeno destinado a su distribución

La generación y distribución de hidrógeno se ha posicionado como una alternativa para reemplazar combustibles fósiles que generalmente se utilizan en la generación de calor y en el suministro de vehículos. Es por esto que se han propuesto variadas formas para abordar este desafío.

En [6] se propone una central que produce hidrógeno a partir de energía solar, eólica y desde la red eléctrica. Se considera un electrolizador y un compresor, el cual inyecta el hidrógeno comprimido directamente a un gaseoducto o a camiones, por lo que no se tiene en cuenta el almacenamiento de este combustible. En este caso, se busca optimizar tanto el tamaño de los equipos como la ubicación de estos dentro de la posible red de distribución, mediante simulaciones de Monte Carlo, minimizando el costo nivelado del hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés). En esta investigación, el precio del hidrógeno, cuando se produce a partir de fuentes de energía renovable, depende en gran medida de la ubicación geográfica en que se instala la planta productora. De esta forma, se obtienen precios del hidrógeno entre 4 y 19 USD/kg en el 2020 y entre 2 y 10 USD/kg en el 2030. Si bien se llegan a resultados que se condicen con las proyecciones esperadas en [2], este estudio no considera almacenamiento por lo que se limita a no hacer gestión del hidrógeno, lo cual no explota por completo las posibilidades de uso de este combustible.

Similar es el caso de [7] y [8], donde ambos optimizan tanto el tamaño como la ubicación de los equipos anteriormente mencionados, pero minimizan diferentes funciones objetivo (valor actual neto del sistema y LCOH respectivamente). A diferencia de [6], consideran además tanques de hidrógeno para el almacenamiento de este. Con ello, ambos destacan en sus conclusiones la importancia de la existencia de un compresor en la cadena de producción de hidrógeno para encontrar un LCOH más exacto. Se destaca [8] de los trabajos anteriormente mencionados, puesto que solo utiliza fuentes renovables para producir hidrógeno. Además, a diferencia de [7] y [8], contempla proyecciones en la inversión de los equipos utilizados para el 2030 y 2050, encontrando precios del hidrógeno competitivos para esos años, que están entre los 1 y 3 USD/kg, lo cual también concuerda con las proyecciones de [2] y permite realizar comparaciones con los otros estudios.

Por otro lado, en [9], se propone de igual manera un modelo que tiene en cuenta los equipos y la ubicación de una planta de hidrógeno en su optimización, minimizando el costo total de una red de distribución de hidrógeno. Sin embargo, a diferencia de otros trabajos, plantea la producción de hidrógeno mediante el reformado de metano con vapor, la gasificación de carbón y la gasificación de biomasa. Este cambio en la forma de producir hidrógeno le permite concluir que, en términos económicos, las plantas de gasificación de carbón son la tecnología más eficiente en comparación a las otras utilizadas. De esta manera, se obtienen precios del hidrógeno para el 2030 de entre 3 y 4 USD/kg en los resultados, lo cual se condice con las proyecciones de [2], sin embargo, al ser hidrógeno producido mediante el reformado de metano con vapor, la gasificación de carbón y biomasa, no cumple con la certificación de hidrógeno verde por lo que una comparación con otros estudios que sí consideran el hidrógeno verde no tendría fundamento.

Todos los estudios, excepto [6], utilizan Programación Lineal Entera Mixta (MILP por sus siglas en inglés) para resolver el modelo de optimización propuesto.

Los estudios revisados consolidan la idea de producir hidrógeno junto con su distribución, demostrando que es factible económicamente en el presente y mas aún en el futuro. Este combustible prueba que es capaz de suplir la demanda de energía para vehículos, calefacción e incluso para la industria metalúrgica, y lo hace, en general, de una manera limpia gracias al uso de energías renovables en la producción de hidrógeno.

2.1.2. Producción de hidrógeno destinada a la producción de combustibles sintéticos

La necesidad de producir combustibles sintéticos (CS) carbono neutrales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero convierte al hidrógeno verde en el principal candidato para lograr estos fines. Esto mediante la metanización del hidrógeno producido con fuentes de energía renovable, teniendo como resultado metano, gas natural sintético o gas licuado del petróleo.

En [10] se propone un modelo de optimización que utiliza simulaciones de Monte Carlo para encontrar la configuración óptima de almacenamiento y metanización de hidrógeno para una capacidad de electrolizador dada, tal que se produzca gas natural sintético. Para ello, se minimiza el costo nivelado de producción de gas natural sintético. La manera en que se efectúa la producción del hidrógeno es desde fuentes de energía renovable, como paneles solares y turbinas eólicas, las cuales además se plantean para prestar reservas secundarias al sistema eléctrico. La principal conclusión de este trabajo es que no existe una configuración de planta óptima, sino un rango en el que se pueden variar las capacidades de los equipos sin afectar significativamente el costo de producción del gas natural sintético. Sin embargo, para las diferentes configuraciones, la capacidad del electrolizador tiende a aproximadamente 12 MW, con un almacenamiento de hidrógeno alrededor de 2000 kg para una demanda de hidrógeno horaria de entre 0 y 350 kg, cuyo fin es producir CS. Si bien el gran acierto y novedad de este trabajo es considerar la prestación de reservas, el hecho de que el electrolizador tenga una capacidad dada no permite comprobar la configuración más óptima.

Un trabajo similar desarrolla [11], en donde se plantea una planta de producción de gas natural sintético que contempla la captura de dióxido de carbono desde una central de cemento, la producción de hidrógeno mediante energía solar y eólica y la hidrogenación del CO_2 capturado. De esta manera, mediante el programa HOMMER, se optimiza el tamaño y la producción de un complejo de estas características, teniendo en cuenta, a diferencia de [10], solamente un electrolizador en la cadena de producción de hidrógeno. Así, se busca minimizar el costo anualizado del sistema, considerando CAPEX y OPEX. A pesar de la innovadora propuesta, se concluye que una central tan costosa solo será posible si se aumenta el impuesto a las emisiones y se subvenciona la producción de hidrógeno. Lo anterior impide proponer una solución concreta respecto a la configuración óptima de una planta de estas características, sobre todo considerando el hecho tiene en cuenta únicamente un electrolizador en la cadena de producción de hidrógeno. A pesar de aquello, propuestas como esta dan paso a estudiar modelos donde se considere más de una fuente de energía y consumo.

Como se puede apreciar en los trabajos revisados, si bien la producción de CS carbono neutrales son una alternativa para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la forma óptima para realizar aquello sigue en estudio. Esto, porque aún no se encuentra la configuración definitiva de forma tal que el costo nivelado de producción de combustibles sintéticos sea competitivo en el mercado.

2.1.3. Producción de hidrógeno destinado a la generación de energía eléctrica

Ante la variabilidad e incertidumbre que pueden presentar las energías renovables como la solar y la eólica, la generación de energía eléctrica a partir de hidrógeno es una buena opción para aportar a la confiabilidad del sistema eléctrico. Esto ya que se puede generar energía eléctrica en cualquier momento del día mientras se cuente con hidrógeno almacenado. Junto con ello, surge la posibilidad de realizar arbitraje en el mercado eléctrico con las celdas de hidrógeno, ya que estas se pueden comportar como una batería.

En [12] y [13] se modela una central de generación de energía eléctrica en base a paneles solares, turbinas eólicas y celdas de hidrógeno. Dado que se consideran celdas de hidrógeno, también forman parte de la central electrolizadores y tanques de hidrógeno para la producción y almacenamiento de este combustible, tal que pueda ser utilizado únicamente por las celdas. La principal diferencia entre estos dos trabajos es el método de optimización, los cuales son Optimización de búsqueda híbrida Fire-Fly/Harmony y Optimización de Ecosistemas Artificiales, respectivamente. En ambos estudios se busca minimizar el costo de la energía generada, optimizando el número de los equipos pertenecientes a la central en cuestión, obteniendo valores entre 0.4 y 0.6 USD/kWh en el caso de [12] y 0.0628 USD/kWh para [13]. Junto con ello, se concluye de estos trabajos que las celdas de combustible significan un respaldo de energía cuando no se cuenta con el recurso solar o eólico, teniendo incluso un mejor rendimiento que el uso de bancos de baterías. Gracias a que ambos estudios presentan resultados para el costo de la energía generada con hidrógeno, es posible utilizarlos a modo de comparación con otros estudios, además de poder definir de manera concreta cuanto es el valor de la energía cuando se establecen este tipo de proyectos.

Por otro lado, en [14] se hace un estudio similar a los anteriormente descritos, es decir, se propone un sistema híbrido que consta de paneles solares, electrolizador, almacenamiento y celdas de hidrógeno. A diferencia de [12] y [13], este trabajo compara a las celdas de combustible con baterías de ión litio, utilizando MILP como método de optimización para minimizar el costo total anual del sistema. Lo anterior permite comprobar cual tecnología es mejor, siendo esto su principal fortaleza. De esta manera, se concluye que si se considera un solo tipo de almacenamiento, los sistemas de energía basados en baterías muestran una mejor economía que los que usan almacenamiento de hidrógeno. Sin embargo, si se considera una configuración de almacenamiento híbrida, el almacenamiento de hidrógeno se volverá gradualmente prometedor, considerando además la expectativa en su reducción continua de costos. En este estudio no se especifica el costo de la energía obtenido, lo cual impide que sea comparado cuantitativamente con otros estudios.

Si bien los modelos de optimización anteriormente descritos responden a una demanda de electricidad del orden de los gigawatts, existen variados estudios que consideran la gene-

ración de electricidad a partir de hidrógeno para el auto-consumo y arbitraje de una casa en particular. Es el caso de [15], el cual optimiza la capacidad y funcionamiento de paneles solares, electrolizador, almacenamiento y celdas de hidrógeno, para la generación y arbitraje de energía eléctrica en un hogar típico conectado a la red. Esto mediante un método iterativo que le permite resolver el problema de optimización, el cual consiste en minimizar el costo actual neto del sistema propuesto para una un perfil de demanda horaria. En este trabajo se confirma que un proyecto de estas características es costo-efectivo, obteniendo rebajas aceptables en la cuenta de electricidad y demostrando la competitividad del precio de la energía producida (0.195 USD/MWh) frente al precio de la energía proveniente de la red eléctrica (0.35 USD/MWh en Iraq). Junto con esto, se comprueba la eficiencia de las celdas de hidrógeno para superar la intermitencia de los recursos renovables, pudiendo suministrar la energía eléctrica necesaria en todo momento a la casa en cuestión.

Otro trabajo similar desarrolla [16], el cual se diferencia de [15] al considerar una batería y la desconexión del hogar del sistema eléctrico. Además, utiliza diferentes técnicas para resolver el problema de optimización, como el uso de HOMMER y un algoritmo genético, siendo su principal objetivo el constatar que mecanismo entrega un mejor óptimo. De esta forma, se observa que el algoritmo genético arroja mejores resultados de HOMMER. Por otro lado, también se concluye que las celdas de hidrógeno, en conjunto con las baterías, constituyen una buena fuente de energía secundaria. En este estudio no se especifica el costo de la energía obtenido, lo cual impide que sea comparado cuantitativamente con otros estudios.

Si bien la mayoría de los estudios revisados pretende emular de mejor forma la realidad, ninguno considera un compresor en la cadena de producción de hidrógeno, lo cual podría impactar en la exactitud de los resultados obtenidos. a pesar de ello, se desprende de la literatura revisada que la generación de energía eléctrica a partir de hidrógeno es una buena alternativa para dotar al sistema de una fuente de energía mas constante, teniéndose la posibilidad de vender la energía sobrante en el caso de sistemas autónomos como lo es un hogar particular. Además, se destaca que la presencia de baterías puede disminuir el costo de almacenar hidrógeno y aumentar aún mas la confiabilidad del sistema.

2.1.4. Producción de hidrógeno destinado a su distribución y a la generación de energía eléctrica

Habiendo revisado trabajos en donde se considera la producción de hidrógeno para su distribución o para la generación de energía eléctrica por separado, no es novedad encontrar estudios donde juntan ambas posibilidades en un solo modelo de optimización. Lo anterior ocurre dada la versatilidad de este combustible, el cual, dentro de un mismo complejo, puede destinarse a ambas actividades, aumentando aún mas las utilidades percibidas.

En [17] se propone un modelo de optimización el cual contempla paneles solares, electrolizador, almacenamiento y celdas de hidrógeno. También considera biomasa para producir electricidad, lo cual resulta ser una novedad en este tipo de estudios. Este modelo busca minimizar el costo diario de la cadena de suministro de hidrógeno, optimizando el tamaño y la ubicación de los equipos anteriormente mencionados mediante MILP. Para ello, considera la venta tanto de hidrógeno como de energía eléctrica, siendo esta última inyectada a la red eléctrica, sin embargo, no especifica el precio de venta de estos servicios, lo cual dificulta

la comparación de este estudio con otros de la misma índole. Sin perjuicio de lo anterior, se concluye que es necesario, además de optimizar el tamaño y la operación de los equipos, optimizar la ubicación del complejo, puesto que esta es determinante a la hora de tener en cuenta energía solar para generar hidrógeno.

Por otra parte, en [18] se construyó un modelo que utiliza un método iterativo para determinar el despacho de energía a la red eléctrica de un complejo similar al anteriormente descrito, con la diferencia de que se considera solo paneles solares. Así, la optimización se basa en maximizar el Valor Actual Neto (VAN) de todo el ciclo de vida del complejo propuesto. Se destaca este estudio puesto que tiene como objetivo el minimizar los vertimientos de los paneles solares, además de diseñar una red de distribución de hidrógeno que considera variados medios de transporte. Es así como se concluye que el modo de conexión a la red y el estado de almacenamiento de H_2 afectan la ubicación óptima del sistema de hidrógeno-fotovoltaico. Sumado a esto, se determina que una estación de energía fotovoltaica a gran escala integrada con un sistema de hidrógeno puede promover los beneficios económicos y la reducción de emisiones. Esto, para un precio de venta del hidrógeno de 6 USD/kg aproximadamente (no especifica el precio de venta de electricidad).

Finalmente, en [19] se plantea un modelo también similar a los anteriormente descritos, con la salvedad de que este contempla solamente la energía eléctrica proveniente de la red y no tiene en cuenta ninguna fuente de energía renovable. Además, considera otros mecanismos de almacenamiento de energía eléctrica, como baterías de ácido y una hidroeléctrica de bombeo. En este trabajo se busca maximizar los ingresos operacionales para una central de hidrógeno y energía eléctrica con capacidades dadas, mediante MILP. La gran novedad de este trabajo es que considera la venta de SSCC por parte de la celda de combustible, como lo son las reservas de giro, subida y bajada. De esta forma se reconoce que la participación en los mercados de electricidad puede mejorar los flujos de ingresos para los sistemas productores de hidrógeno. Sin embargo, se concluye que los sistemas de hidrógeno deben focalizarse en vender hidrógeno más que generar energía eléctrica con este, considerando precios entre 3 y 10 USD/kg.

Al igual que en la sección 2.1.3, en ningún estudio revisado se considera un compresor en la cadena de producción de hidrógeno, lo cual puede impactar en la exactitud de los resultados. A pesar de ello se demuestra, con la bibliografía revisada, que es posible plantear un modelo de optimización que contemple tanto la producción de hidrógeno como la generación de energía eléctrica a partir de este. Esto podría generar ingresos desde variados mercados, siendo más conveniente que un modelo que considera estas actividades de forma separada.

2.1.5. Cuadro resumen

En la tabla 2.1 se muestra un cuadro resumen con las principales bibliografías de la revisión bibliográfica consideradas para plantear las contribuciones de este estudio. Se consideraron principalmente los equipos presentes en el modelo de optimización, los servicios entregados y las principales contribuciones de la literatura revisada.

2.2. Contribuciones

Bajo el contexto revisando en diferentes estudios, las contribuciones de esta investigación son:

- Plantear un modelo de optimización que simula un complejo de generación de energía eléctrica e hidrógeno, el cual contempla paneles solares, electrolizador, compresor, almacenamiento de hidrógeno, celdas de hidrógeno y conexión a la red eléctrica. De esta forma, se modela la cadena de producción de hidrógeno completa, lo cual no se ha observado en estudios anteriores. Esto se realizará mediante MILP.
- Considerar que este modelo participe en el mercado de la energía eléctrica, los servicios complementarios y la venta de hidrógeno, proponiendo así que la producción de energía más hidrógeno participe en mercados que no siempre son considerados, como son los servicios complementarios. Se desestima el mercado de los combustibles sintéticos para focalizar el estudio en el hidrógeno puro.
- Comparar la producción de hidrógeno verde con la de hidrógeno mixto, el cual se produce tanto con energía proveniente de los paneles solares como de la red eléctrica.
- Estudiar los resultados del modelo propuesto en distintos periodos de tiempo, como el año 2020 (corto plazo) y el año 2030 (mediano plazo), para una ubicación específica en el Norte de Chile, comprobando la factibilidad de aquello según diferentes sensibilidades.

Tabla 2.1: Cuadro resumen de la bibliografía principal

Referencia	Equipos presentes en el modelo de optimización				Servicios entregados			Principales contribuciones					
	PV	Ele	Com	Alm H_2	FC	Conexión a la red	Otro		Electricidad	SSCC	H_2	CS	
[8]	No	Sí	Sí	No	No	Red de distribución de hidrógeno mediante camiones o gaseoductos	Red de distribución de hidrógeno mediante camiones o gaseoductos	No	No	Sí	No	No	Propone un modelo que vincula los nodos de producción y demanda de hidrógeno siguiendo la infraestructura vial existente, considerando 7 formas de transporte. De esta manera, se consigue la capacidad óptima transportada por cada forma y luego el costo mínimo total de la red.
[10]	Sí	Sí	No	Sí	No	Turbinas eólicas y Reactor de metanización	Turbinas eólicas y Reactor de metanización	No	Sí	No	Sí	Propone un modelo de optimización que utiliza simulaciones de Monte Carlo para encontrar la configuración óptima de almacenamiento y metanización para una capacidad de electrolizador dada.	
[13]	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Turbinas eólicas	Turbinas eólicas	Sí	No	No	No	No	Se hace cargo de los cortes de energía en ciudades lejanas al proponer un modelo que conecta a la red de distribución un sistema híbrido que consta de sistemas fotovoltaicos, de turbinas eólicas y de celdas de combustible. Este sistema funciona como respaldo cuando la red no está disponible.
[15]	Sí	Sí	No	Sí	Sí	-	-	Sí	No	No	No	No	Se propone un método numérico para optimizar un sistema de energía solar e hidrógeno para suministrar energía renovable a un hogar típico conectado a la red.
[17]	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Generador a partir de biomasa	Generador a partir de biomasa	Sí	No	Sí	No	No	Propone un modelo que aprovecha la producción de hidrógeno para el abastecimiento de combustible para vehículos y la generación de electricidad, tal que planifica una red de suministro de hidrógeno.
[19]	No	Si	No	Sí	Sí	Hidroeléctrica de bombeo, batería de ácido sólido y reformador de metano a vapor.	Hidroeléctrica de bombeo, batería de ácido sólido y reformador de metano a vapor.	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Reconoce que la participación en los mercados de electricidad puede mejorar los ingresos de un proyecto solar-hidrógeno. Además, cuantifica la competitividad económica de estos sistemas en comparación con las tecnologías de almacenamiento de energía convencionales.

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se presenta la formulación matemática del problema de optimización modelado. En primera instancia se enuncia la nomenclatura, donde se describen brevemente los conjuntos, variables y parámetros utilizados. Posteriormente, se realiza una descripción general del modelo, con sus características y particularidades y, finalmente, se definen la función objetivo y restricciones del modelo.

3.1. Nomenclatura

3.1.1. Parámetros

Parámetro	Descripción	Unidad
C^{PV}	CAPEX anualizado del panel solar	USD/MW
C^{FC}	CAPEX anualizado de las celdas de hidrógeno	USD/MW
C^s	CAPEX anualizado del almacenamiento de hidrógeno	USD/MW
C^e	CAPEX anualizado del electrolizador	USD/MW
C^t	CAPEX anualizado del transformador de la planta	USD/MW
C^c	CAPEX anualizado del compresor	USD/MW
C^H	Costos de producción del H_2	USD/kg
P_t^{PV}	Perfil de generación de un panel solar de 1 MW en un tiempo t	-
α	Factor de conversión potencia \rightarrow kg de hidrógeno para la capacidad máxima del compresor	MW/kg
β^{PV}	Factor de reconocimiento de potencia firme del panel solar (PV)	-
β^{FC}	Factor de reconocimiento de potencia firme de la celda de hidrógeno (FC)	-
Δt	Porción de hora en que actúan las reservas de subida y bajada	-
η	Factor de eficiencia de la celda de hidrógeno	-
γ	Límite de capacidad del transformador de salida	MW

Parámetro	Descripción	Unidad
μ	Factor de conversión energía \rightarrow hidrógeno comprimido	MWh/kg
ξ	Factor de conversión potencia \rightarrow kg de hidrógeno del electrolizador	kg/MW
Π^{power}	Pago por potencia en la barra de conexión	USD/MW
Π_t^{spot}	Precio spot en la barra de conexión en la hora t	USD/MWh
Π^{sale}	Precio de venta del hidrógeno	USD/kg
Π^{rup}	Precio de venta de las reservas de subida	USD/MW
Π^{rdw}	Precio de venta de las reservas de bajada	USD/MW
τ	Probabilidad de que se utilicen las reservas de bajada en la operación	-

3.1.2. Variables

Variable	Descripción	Unidad
H_t^{prod}	Hidrógeno producido en la hora t	kg
H_t^{sto}	Hidrógeno almacenado en la hora t	kg
H_t^{sol}	Hidrógeno vendido en la hora t	kg
H_t^{com}	Hidrógeno comprimido en la hora t	kg
P_t^{g-e}	Potencia desde la red al electrolizador en la hora t	MW
P_t^{PV-e}	Potencia desde el PV al electrolizador en la hora t	MW
P_t^{g-c}	Potencia desde la red al compresor en la hora t	MW
P_t^{PV-c}	Potencia desde el PV al compresor en la hora t	MW
P_t^{PV-g}	Potencia solar inyectada a la red en la hora t	MW
P_t^{FC-g}	Potencia inyectada a la red por la celda de H_2 en la hora t	MW
P_t^{out}	Potencia total que va o viene desde el complejo de generación a la red en la hora t	MW
R_t^{PVup}	Reserva de subida del panel solar en la hora t	MW
R_t^{FCup}	Reserva de subida de la celda de H_2 en la hora t	MW
R_t^{eup}	Reserva de subida del electrolizador en la hora t	MW
R_t^{cup}	Reserva de subida del compresor en la hora t	MW
R_t^{PVdw}	Reserva de bajada del panel solar en la hora t	MW
R_t^{FCdw}	Reserva de bajada de la celda de H_2 en la hora t	MW
R_t^{edw}	Reserva de bajada del electrolizador en la hora t	MW
R_t^{cdw}	Reserva de bajada del compresor en la hora t	MW
H^{sM}	Capacidad máxima de almacenamiento de H_2	kg

Variable	Descripción	Unidad
H^{cM}	Capacidad máxima del compresor	kg
P^{eM}	Capacidad máxima del electrolizador	MW
P^{PVM}	Capacidad máxima del panel solar	MW
P^{FCM}	Capacidad máxima de la celda de H_2	MW
P^{outM}	Energía máxima que puede entrar o salir del complejo de generación a la red	MW
P^{firm}	Potencia firme reconocida de la planta	MW

3.1.3. Conjuntos

$t \in T$ Índice y conjunto de horas

3.2. Descripción general

El modelo propuesto tiene como finalidad maximizar las utilidades que puede obtener un complejo de generación, que se muestra en la figura 3.1, en un año con resolución horaria. Se tienen en cuenta sus costos de inversión anualizados, costos de operación e ingresos asociados a distintos mercados: electricidad, potencia, servicios complementarios e hidrógeno.

Este modelo está basado en una optimización matemática mediante MILP que toma decisiones tanto de inversión como de operación sobre los equipos que componen el complejo de generación. Estos corresponden a paneles solares, electrolizador, compresor, almacenamiento de hidrógeno y celdas de hidrógeno, además de un transformador de salida que conecta a los equipos que consumen o inyectan energía a la red eléctrica. Se prefiere el uso de paneles solares por sobre otras fuentes de energía renovable debido a las características de la ubicación que estos tendrán, la cual se especifica en la sección 4.2.1. Sumado a esto, el hecho de que los módulos solares solo generen energía durante el día impone el desafío de almacenar esta energía para las horas nocturnas o aquellas horas en donde los costos marginales son más altos, lo cual se aborda en este modelo.

De esta manera, las decisiones de inversión corresponden a las capacidades de cada tecnología mencionada, mientras que las decisiones de operación son aquellas relacionadas al funcionamiento de los equipos, donde se considera que:

- Los paneles solares pueden inyectar energía a la red eléctrica, vendiéndola al mercado spot, o abastecer al electrolizador y/o compresor.
- El electrolizador y compresor pueden consumir energía de la red, comprándola en el mercado spot, y/o consumiéndola directamente de los paneles solares.
- El hidrógeno producido, y posteriormente comprimido, es almacenado para luego ser vendido a un precio fijo o para ser utilizado en las celdas de hidrógeno, las cuales, con este combustible, pueden generar energía e inyectarla a la red, vendiéndola al mercado spot.
- Todos los equipos, excepto el almacenamiento de hidrógeno, pueden prestar reservas al sistema eléctrico y recibir ganancias por ello.

- Los paneles y las celdas de hidrógeno aportan con potencia firme al sistema eléctrico, recibiendo ganancias por ello.
- El complejo de generación, que maximiza su función de utilidad, rige su comportamiento en función de diversos precios relacionados a los servicios entregados: energía, potencia, servicios complementarios e hidrógeno.

Una de las características más importantes de este modelo es que se consideran dos modos de operación en la producción de hidrógeno. El primero corresponde al que llamaremos "hidrógeno mixto", el cual produce hidrógeno utilizando para el electrolizador y compresor energía tanto de la red eléctrica como de los paneles solares. El segundo corresponde al caso del llamado "hidrógeno verde", el cual produce hidrógeno sin generar efectos de gases invernadero y, por lo tanto, solo utiliza energía de los paneles solares para el electrolizador y compresor.

Como se mencionó anteriormente, en la figura 3.1 se muestra la configuración del complejo de generación, donde cada línea que enlaza a los equipos corresponde a una conexión eléctrica (color rojo) o a un proceso dentro de la cadena de producción del hidrógeno (color verde).

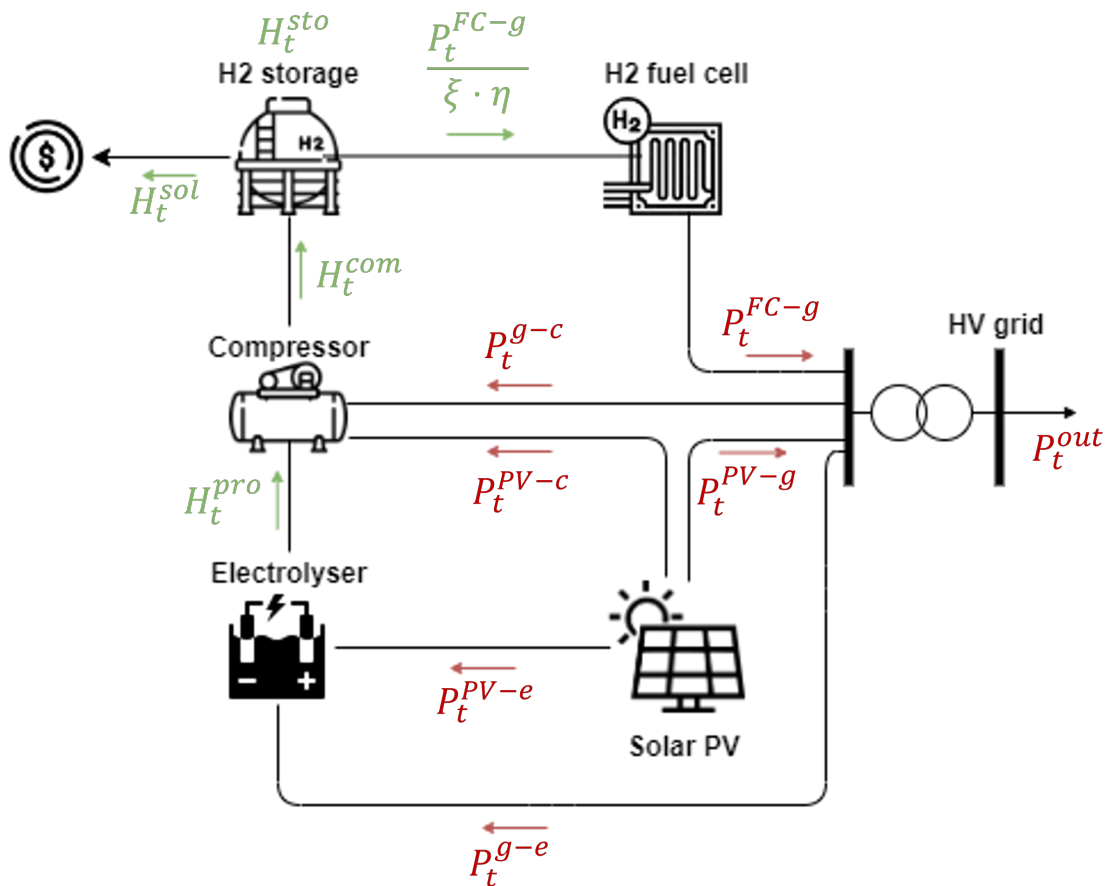


Figura 3.1: Complejo de generación compuesto por paneles solares, electrolizador, compresor, almacenamiento de hidrógeno y celdas de hidrógeno.

3.3. Modelo matemático

En esta sección se explicará en primera instancia el modelo matemático para el modo de operación de hidrógeno mixto, para luego, al final de las restricciones en la sección 3.3.2, describir las diferencias que este tiene con el modo de hidrógeno verde.

3.3.1. Función objetivo

La función objetivo busca maximizar las utilidades del complejo de generación en cuestión, donde se consideran las ganancias por la venta de diferentes servicios en el año, el costo anualizado de inversión y el costo de la operación en el año.

$$FO = \text{máx}\{Rev - Inv - Op\} \quad (3.1)$$

Las ganancias consideran la venta de energía al mercado spot por parte de los paneles solares y las celdas de hidrógeno y la venta de reservas de energía de subida y de bajada de los paneles solares, electrolizador, compresor y celdas de hidrógeno. Con ello, se contempla la venta de hidrógeno a un precio fijo y el pago por la potencia firme que aportan al sistema los paneles solares y las celdas de hidrógeno. Es importante mencionar que las reservas de bajada se ponderan por la probabilidad de uso de estas.

$$\begin{aligned} Rev = & \sum_{t \in T} \Pi_t^{spot} \cdot (P_t^{PV-g} + P_t^{FC-g}) \\ & + \Pi^{rup} \cdot (R_t^{PVup} + R_t^{FCup} + R_t^{eup} + R_t^{cup}) \\ & + \Pi_t^{rdw} \cdot \tau \cdot (R_t^{PVdw} + R_t^{FCdw} + R_t^{edw} + R_t^{cdw}) \\ & + \Pi^{sale} \cdot H_t^{sol} \\ & + \Pi^{power} \cdot P^{firm} \end{aligned} \quad (3.2)$$

Los costos de inversión incluyen la inversión en paneles solares, electrolizador, compresor, almacenamiento de hidrógeno, celdas de hidrógeno y un transformador de salida.

$$\begin{aligned} Inv = & C^{PV} \cdot P^{PVM} + C^e \cdot P^{eM} + C^{FC} \cdot P^{FCM} - C^s \cdot H^{sM} \\ & + C^t \cdot P^{outM} + C^c \cdot H^{cM} \end{aligned} \quad (3.3)$$

Los costos de operación se componen por el costo de producir hidrógeno, asociado al uso del agua, y por la compra de energía al mercado spot para su uso en el electrolizador y compresor.

$$Op = \sum_{t \in T} C^H \cdot H_t^{pro} + \Pi_t^{spot} \cdot (P_t^{g-e} + P_t^{g-c}) \quad (3.4)$$

3.3.2. Restricciones

Panel solar

Las ecuaciones que rigen el funcionamiento del panel solar son aquellas que limitan su capacidad máxima y mínima. Aquí se considera la energía que va desde el PV a la red, al electrolizador y al compresor, además de las reservas de bajada y subida, según corresponda.

$$P_t^{PV-g} + P_t^{PV-e} + P_t^{PV-c} + R_t^{PVup} \leq P_t^{PV} \cdot P^{PVM} \quad \forall t \in T \quad (3.5)$$

$$P_t^{PV-g} + P_t^{PV-e} + P_t^{PV-c} - R_t^{PVdw} \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (3.6)$$

Es importante notar que la capacidad máxima de los paneles solares esta dada por el perfil normalizado horario de generación fotovoltaica, el cual se pondera por la capacidad máxima a determinar por el modelo.

Electrolizador

El electrolizador posee restricciones capacidad máxima y mínima, donde se tiene en cuenta el total de energía consumida por el electrolizador, ya sea desde la red eléctrica o desde los paneles solares. Además, se incluyen las reservas de subida y bajada que entrega el electrolizador, según corresponda.

En el caso de la restricción de capacidad máxima, las reservas de bajada se consideran aquí ya que el electrolizador representa un consumo, por lo que aportar con este tipo de reserva se traduce en consumir más potencia. De igual manera, las reservas de subida se modelan en la restricción de capacidad mínima, ya que entregar este tipo de reserva significa disminuir el consumo de potencia.

$$P_t^{g-e} + P_t^{PV-e} + R_t^{edw} \leq P^{eM} \quad \forall t \in T \quad (3.7)$$

$$P_t^{g-e} + P_t^{PV-e} - R_t^{eup} \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (3.8)$$

El electrolizador define cuanto hidrógeno se produce, por lo que se le asocia una restricción de igualdad, donde la potencia consumida por este equipo se pondera por un factor que transforma energía eléctrica en kilogramos de hidrógeno, el cual esta relacionado a la eficiencia del mismo.

$$(P_t^{g-e} + P_t^{PV-g})/\xi = H_t^{pro} \quad \forall t \in T \quad (3.9)$$

Compresor

El compresor posee restricciones de capacidad máxima y mínima, donde se considera el total de energía consumida por el compresor, ya sea proveniente de la red eléctrica o desde los paneles solares. Además, se tienen en cuenta las reservas de bajada y subida que presta este equipo, según corresponda. La capacidad máxima del compresor está en unidades de kilogramo, por lo que se pondera por un factor que transforma unidades de masa en unidades de potencia.

Al igual que el electrolizador, el compresor representa un consumo, por lo que las reservas de bajada se consideran en la restricción de capacidad máxima y las reservas de subida en la restricción de capacidad mínima.

$$P_t^{PV-c} + P_t^{g-c} + R_t^{cdw} \leq \alpha \cdot H^{cM} \quad \forall t \in T \quad (3.10)$$

$$P_t^{PV-c} + P_t^{g-c} - R_t^{cup} \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (3.11)$$

El compresor es el encargado de comprimir el hidrógeno producido por el electrolizador, por lo que se considera una restricción en donde el hidrógeno comprimido es igual al hidrógeno producido.

$$H_t^{com} = H_t^{pro} \quad \forall t \in T \quad (3.12)$$

Como se mencionó en la restricción anterior, el compresor es quien comprime el hidrógeno producido. Es por ello que se establece una restricción de igualdad, donde la energía consumida por el compresor, pondera por un factor, produce hidrógeno comprimido. Este factor es diferente al de la ecuación 3.10 por definición del compresor.

$$(P_t^{PV-c} + P_t^{g-c})/\mu = H_t^{com} \quad \forall t \in T \quad (3.13)$$

Por último, las reservas de bajada del compresor y del electrolizador están relacionadas, pues entregar este tipo de servicio por parte del electrolizador significa producir más hidrógeno y por lo tanto, comprimir más hidrógeno también. Es por esto que se establece una restricción de igualdad, donde las reservas de bajada del compresor son iguales a las del electrolizador, cada una ponderadas por su factor de conversión correspondiente.

$$\frac{R_t^{cdw}}{\mu} = \frac{R_t^{edw}}{\xi} \quad \forall t \in T \quad (3.14)$$

Almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento de hidrógeno considera en su restricción de capacidad máxima, además del hidrógeno almacenado en cada hora, a las reservas de bajada de las celdas de hidrógeno y del electrolizador. Esto porque, por un lado, el que la celda de hidrógeno entregue reservas de bajada a la red significa que disminuya la potencia entregada por esta y, por lo tanto, el hidrógeno destinado para ello no se utilice, teniendo que permanecer almacenado. Por otro lado, que el electrolizador entregue reservas de bajada significa que aumenta su consumo de potencia, produciendo más hidrógeno, el cual debe ser almacenado.

$$H_t^{sto} + \frac{\Delta t \cdot R_t^{FCdw}}{\xi \cdot \eta} + \frac{\Delta t \cdot R_t^{edw}}{\xi} \leq H^{SM} \quad \forall t \in T \quad (3.15)$$

En la restricción de capacidad mínima, el almacenamiento de hidrógeno tiene en cuenta, además del hidrógeno almacenado en cada hora, a las reservas de subida de la celda de hidrógeno. Esto ya que el entregarlas significa subir la potencia que esta inyecta, teniendo que utilizar más hidrógeno, el cual se encuentra almacenado. Con ello, se contempla que la capacidad mínima del almacenamiento es el promedio del hidrógeno producido en todo el año, esto para todo el horizonte de operación excepto la última hora, en donde la capacidad mínima puede ser cero.

$$H_t^{sto} - \frac{\Delta t \cdot R_t^{FCup}}{\xi \cdot \eta} \geq \sum_{n=1}^{N=|T|} \left(\frac{H_n^{pro}}{N} \right) \quad \forall t \in \{t_0, \dots, |T| - 1\} \quad (3.16)$$

$$H_{|T|}^{sto} - \frac{\Delta t \cdot R_{|T|}^{FCup}}{\xi \cdot \eta} \geq 0 \quad (3.17)$$

Se contempla además una restricción de inventario, donde se considera hidrógeno almacenado en la hora anterior, el hidrógeno comprimido, el hidrógeno vendido y el hidrógeno utilizado en la celda de hidrógeno. Este último se compone por la potencia inyectada por la celda de hidrógeno, ponderada por un factor que lo transforma en unidades de masa y también por la eficiencia de la celda. Lo anterior para tener en cuenta la pérdida de energía

del proceso de reconversión. Con ello, se considera una condición inicial para la primera hora del horizonte de operación, donde no se tiene en cuenta el hidrógeno almacenado en la hora anterior.

$$H_t^{sto} = H_{t-1}^{sto} + H_t^{com} - \frac{P_t^{FC-g}}{\xi \cdot \eta} - H_t^{sol} \quad \forall t \in \{2, \dots, |T|\} \quad (3.18)$$

$$H_1^{sto} = H_1^{com} - \frac{P_1^{FC-g}}{\xi \cdot \eta} - H_1^{sto} \quad (3.19)$$

Celdas de hidrógeno

Las celdas de hidrógeno poseen restricciones de capacidad máxima y mínima, donde la potencia inyectada por este equipo a la red eléctrica, más o menos las reservas de subida o bajada, respectivamente, según corresponda, deben ser menor o igual a la variable de capacidad máxima de la celda de hidrógeno y mayor o igual a cero.

$$P_t^{FC-gr} + R_t^{FCup} \leq P^{FCM} \quad \forall t \in T \quad (3.20)$$

$$P_t^{FC-g} - R_t^{FCdw} \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (3.21)$$

Se restringe además la capacidad máxima de la celda, donde se considera su factor de conversión. Esto para evitar que se invierta en celdas de hidrógeno sin que se invierta en almacenamiento.

$$\frac{P^{FCM}}{\xi} \leq H^{sM} \quad (3.22)$$

Transformador de salida

El transformador de salida del complejo posee restricciones de capacidad máxima y mínima, donde se contempla la potencia de salida neta y las reservas de bajada o subida, según corresponda. Esto, considerando que el transformador permite el flujo de potencia hacia la red eléctrica o hacia el complejo de generación.

$$P_t^{out} + (R_t^{PVup} + R_t^{FCup} + R_t^{eup} + R_t^{cup}) \leq P^{outM} \quad \forall t \in T \quad (3.23)$$

$$P_t^{out} - (R_t^{PVdw} + R_t^{FCdw} + R_t^{edw} + R_t^{cdw}) \geq -P^{outM} \quad \forall t \in T \quad (3.24)$$

Dado que el transformador de salida permite un flujo de potencia hacia ambas direcciones, se define una restricción de balance. En ella, la potencia que sale por el transformador (potencia neta de salida hacia la red y potencia consumida desde la red por el electrolizador y compresor), es igual a la que entra por él (potencia inyectada por el panel solar y por las celdas de hidrógeno).

$$P_t^{FC-g} + P_t^{PV-g} = P_t^{out} + P_t^{g-e} + P_t^{g-c} \quad \forall t \in T \quad (3.25)$$

Decisiones de inversión

Dado que es de interés para este modelo el que el electrolizador tienda a producir hidrógeno verde, se define una restricción que establece que la capacidad máxima de este equipo no

puede ser mayor a la de los paneles solares. De esta manera se evita que el electrolizador se sobredimensione, teniendo en cuenta que también puede consumir energía desde la red eléctrica.

$$P^{eM} \leq P^{PVM} \quad (3.26)$$

Por otra parte, se define que la capacidad del compresor debe ser menor o igual a la del electrolizador, para evitar resultados incoherentes donde ocurra lo contrario. Esto pues resulta innecesario un compresor mas grande que un electrolizador si el hidrógeno producido es el mismo que posteriormente se va a comprimir.

$$H^{cM} \cdot \alpha \leq P^{eM} \quad (3.27)$$

Por último, se tiene que la capacidad máxima del transformador de salida no puede ser mayor a un cierto límite ξ . Esto para justificar el supuesto de tomador de precios que considera el modelo.

$$P^{outM} \leq \gamma \quad (3.28)$$

$$P^{outM} \geq -\gamma \quad (3.29)$$

Capacidad firme

La capacidad firme que entrega este complejo de generación esta conformada por la capacidad firme que pueden entregar los paneles solares y las celdas de hidrógeno, las cuales se ponderan por un factor. Estos factores se rigen de acuerdo al mercado de potencia vigente. De esta forma, la capacidad firme que entrega el complejo de generación debe ser menor o igual al aporte de cada equipo.

$$P^{firm} \leq P^{FCM} \cdot \beta^{FC} + P^{PVM} \cdot \beta^{PV} \quad (3.30)$$

Además, para que el modelo sea consistente, la potencia firme entregada no puede ser mayor a la potencia máxima del transformador de salida.

$$P^{firm} \leq P^{outM} \quad (3.31)$$

Modo de producción de hidrógeno verde

El modo de operación donde se produce hidrógeno verde precisa ciertos cambios en el modelo, puesto que el complejo de generación cambia su configuración. Esto ya que, al ser el hidrógeno verde producido de manera totalmente limpia, solo se utilizan los paneles solares para ello. De esta manera, tanto el compresor como el electrolizador se desconectan de la red.

Lo anterior implica que tanto la potencia que va desde la red al electrolizador, como la potencia que va desde la red al compresor, son iguales a cero.

$$P_t^{g-e} = 0 \quad (3.32)$$

$$P_t^{g-c} = 0 \quad (3.33)$$

Al estar desconectados el electrolizador y compresor de la red eléctrica, tampoco tienen la capacidad de entregar reservas de subida ni de bajada, por lo que también se igualan a cero.

$$R_t^{cup} = 0 \quad (3.34)$$

$$R_t^{edw} = 0 \quad (3.35)$$

$$R_t^{cup} = 0 \quad (3.36)$$

$$R_t^{cdw} = 0 \quad (3.37)$$

Por otro lado, se modifica la restricción de capacidad mínima del almacenamiento de hidrógeno. Esto porque las primeras horas de operación no corresponden a horas de sol, lo cual implica que no se puede producir hidrógeno en esas horas y, por lo tanto, no se puede asegurar una capacidad mínima en ese periodo. Debido a ello, la ecuación 3.17 se extiende a las primeras horas de operación, evitando que el modelo de optimización sea infactible.

$$H_t^{sto} - \frac{\Delta t \cdot R_t^{FCup}}{\xi \cdot \eta} \geq 0 \quad \forall t \in \{t_o, \dots, t_i\} \cup \{|T|\} \quad (3.38)$$

Capítulo 4

Caso de estudio y datos de entrada

4.1. Caso de estudio

El caso de estudio que plantea este trabajo corresponde a un único caso base, el cual considera un precio de venta del hidrógeno de 2 USD/kg, el cual corresponde al precio aproximado de su transacción en la actualidad (hidrógeno gris) [20]. Además, se tiene en cuenta la entrega de reservas de subida y bajada, junto con el aporte de potencia firme al sistema por parte del complejo de generación en estudio.

Este caso base se somete a 2 horizontes de tiempo: el año 2020 (corto plazo) y el año 2030 (mediano plazo). Se consideran costos de inversión diferentes para el electrolizador y la celda de hidrógeno en cada año. Con ello, se tienen en cuenta los modos de operación de producción de hidrógeno verde e hidrógeno mixto, aplicados al mismo caso base, en cada horizonte de operación. De esta manera, se trabaja con cuatro variaciones del caso base, como se muestra en la figura 4.1.

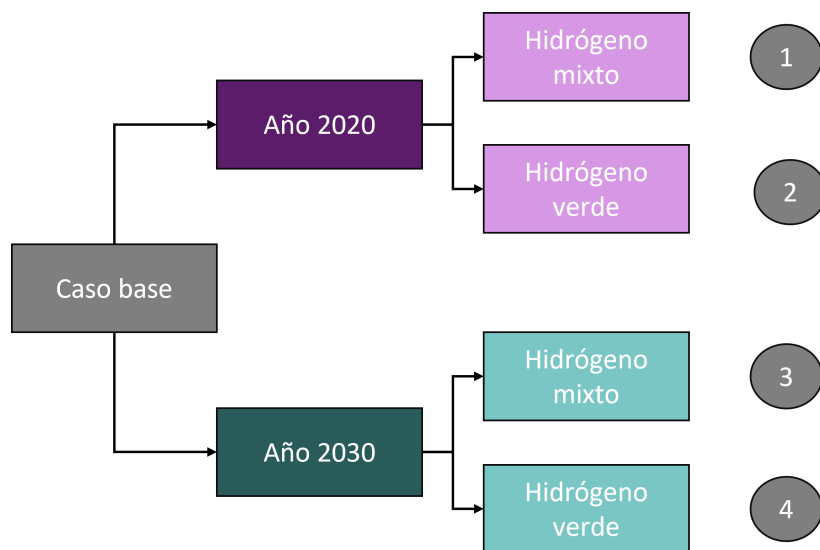


Figura 4.1: Variaciones del caso base

Se realizan diferentes sensibilidades al caso base, donde se varía el precio de venta del hidrógeno, el cual corresponde a un parámetro de entrada. También se varían las condiciones de operación del complejo de generación, tales como la entrega de reservas y el reconocimiento de potencia firme, mediante el cambio en ciertas restricciones del caso base, asociadas a cada fin. Lo anterior se realiza para cada variación del caso base.

La ubicación del caso base corresponde al Norte de Chile, donde el proyecto es conectado a la barra Parinacota. Esto se detalla a profundidad en la siguiente sección.

4.2. Datos de entrada

4.2.1. Perfil solar

El perfil de generación solar (P_t^{PV}) utilizado corresponde al de un panel solar de 1 MW ubicado en el norte de Chile (latitud: -18.51121805, longitud: -69.96216537). Esta zona se caracteriza por tener una de las radiaciones más potentes del mundo [21] y es la razón por la cual se prefieren paneles solares por sobre otras tecnologías para la generación de energía eléctrica.

El perfil solar utilizado se compone por los Típicos Datos Meteorológicos Anuales (TYM por sus siglas en inglés), donde se consideran las 8760 horas de un año. Se considera un panel monofacial con un factor de pérdidas de 14 % y una eficiencia de inversor igual a 96 % [22].

En la figura 4.2 se muestra un gráfico de cajas que resume el comportamiento del panel solar.

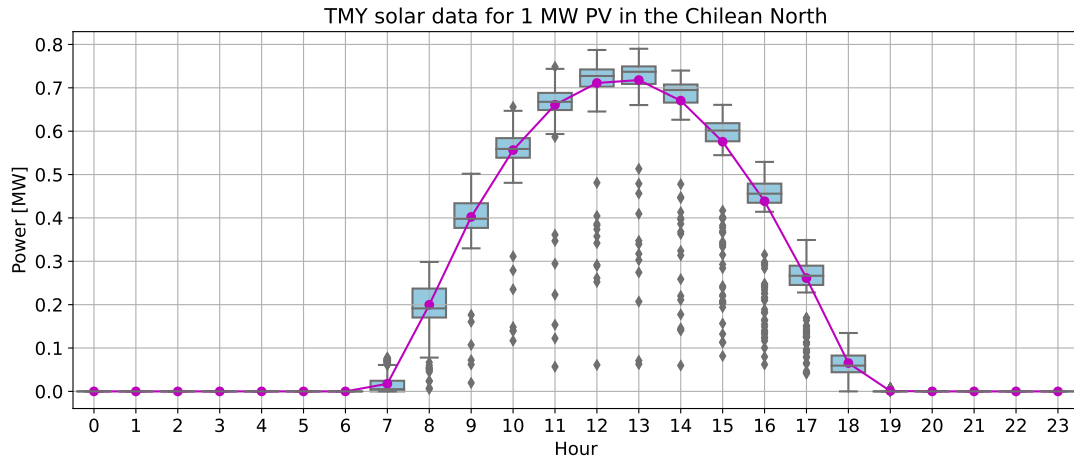


Figura 4.2: Perfil solar TMY para un panel solar de 1 MW en el Norte de Chile

4.2.2. Costos marginales

Los costos marginales (Π_t^{spot}) utilizados en este estudio son los de la Subestación Parinacota 220 kV para el año 2020. Se tienen los datos horarios para 364 días del año. Como este

estudio es anual, se multiplican estos datos por 364 dividido en 365 para así obtener una representación del año completo [23].

En las figuras 4.3 y 4.4 se muestra el comportamiento de los Costos Marginales anteriormente mencionados, durante el día de manera horaria y durante el año de manera horaria, respectivamente, Los costos varían entre 0 y 350 USD/MW, pero principalmente fluctúan entre los 30 y 150 USD/MW.

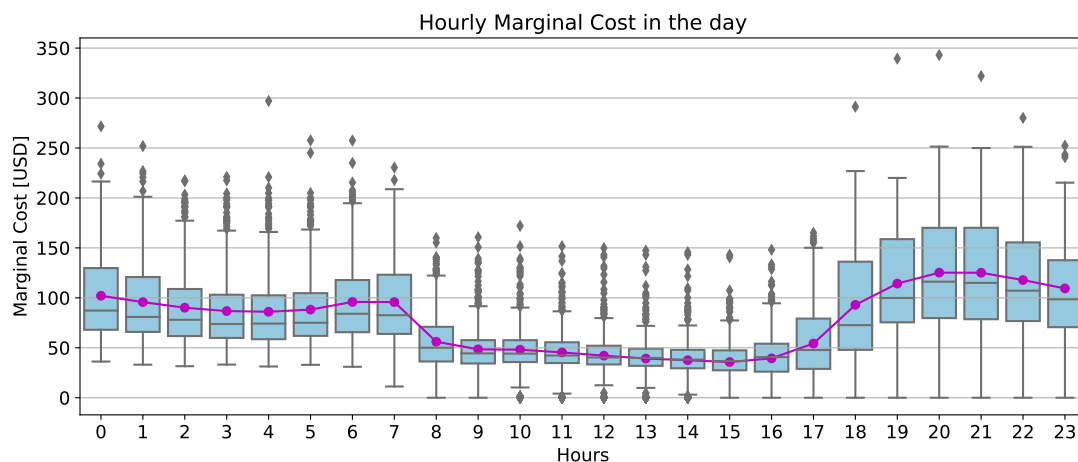


Figura 4.3: Costo Marginal horario durante el día en el año 2020

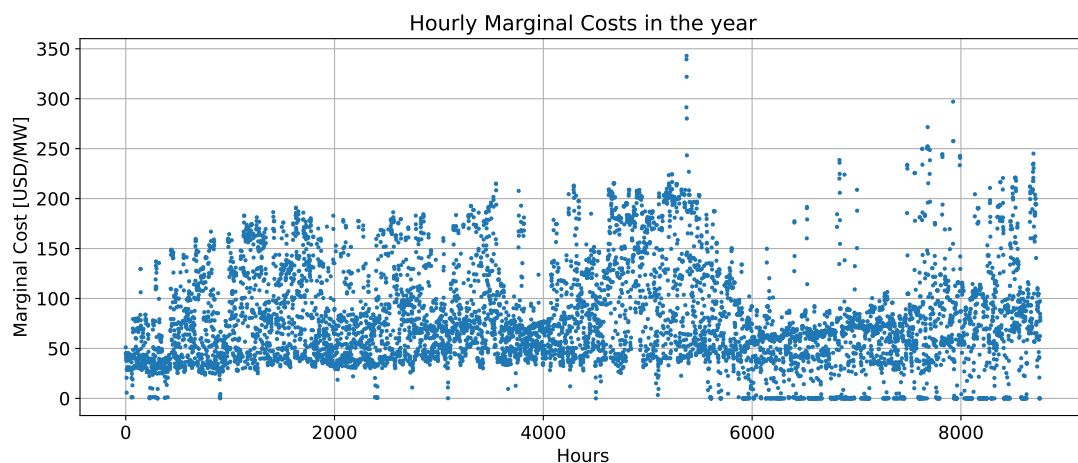


Figura 4.4: Costo marginal horario durante el año 2020

4.2.3. Costos de inversión (CAPEX)

Se considera el costo de inversión de las tecnologías contempladas en el modelo, para el año 2020 y 2030, como se muestra en la tabla 4.1. En esta tabla, al igual que las siguientes, se emplea la coma como separador de miles. Como se puede observar, para efectos de este estudio, solo varía el CAPEX del electrolizador y de la celda de hidrógeno para los diferentes

años. Estos costos se encuentran anualizados a una el tasa del 10 % y se consideran para todos los equipos 20 años de vida útil.

Tabla 4.1: Costos de Inversión (CAPEX) para las diferentes tecnologías utilizadas

Tecnología	CAPEX Año 2020	CAPEX Año 2030	Fuente
Panel Solar (C^{PV}) [USD/MW]	65,000	65,000	[24]
Electrolizador (C^e) [USD/MW]	79,500	117,000	[25]
Compresor (C^c) [USD/kg]	1,275	1,275	[11]
Almacenamiento de Hidrógeno (C^s) [USD/kg]	419	419	[26]
Celda de Hidrógeno (C^{FC}) [USD/MW]	170,000	64,100	[27]
Transformador de salida (C^t) [USD/MW]	2,130	2,130	[28]

4.2.4. Servicios complementarios

Los servicios complementarios son remunerados, por lo que se contempla el pago por reservas de subida y bajada, y al pago por potencia firme. Este último depende de la ubicación en donde se conecta el complejo de generación, el cual corresponde a la subestación Parinacota (norte de Chile).

El pago por reservas de subida (Π^{rup}) se fija en 3 USD/MW y por reservas de bajada (Π_{rdw}) en 5 USD/MW y es recibido de manera horaria, mientras que el pago por potencia firme (Π^{power}) es igual a 100,506.6 USD/MW y es recibido de manera anual [29].

Por otro lado, las reservas se entregan por un cuarto de hora, fijándose el parámetro Δt en 0.25 s. Junto con ello, las reservas de bajada se ponderan por la probabilidad de que se utilicen (τ), la cual corresponde a 0.3.

4.2.5. Factores de conversión y eficiencias

Se consideran factores que transforman unidades de potencia o energía en kilogramos y viceversa, los cuales, según el caso, tienen internalizada la eficiencia del equipo. Para el caso del electrolizador se considera un factor de 0.05561 kg/MW (ξ), el cual se traduce en una eficiencia de este del 60 % [30]. Este factor se utiliza de manera viceversa para la celda de hidrógeno, pero se multiplica por la eficiencia de la celda para respetar las leyes de la termodinámica, la cual corresponde al 60 % (η) [25].

Para el caso de compresor, por definición de este, se considera un factor que transforma unidades de potencia a kilogramos (α) y uno que transforma energía a kilogramos (μ), los cuales son iguales a 0.0018805 MW/kg y 0.002055 MWh/kg respectivamente [31].

4.2.6. Costo del agua

El electrolizador considera un costo por uso del agua igual a 0.023 USD/kg [30].

4.2.7. Capacidad del transformador

Se fija la capacidad del transformador (γ) en 100 MW. Esto se determinó para que el complejo de generación no incida en los costos marginales, como sucedería en la realidad.

Capítulo 5

Resultados y análisis

En este capítulo, se presentan los resultados y su discusión de este estudio, en el contexto de un caso base anteriormente descrito, al cual se le hacen diferentes sensibilidades. Se toman en consideración los resultados donde el almacenamiento de hidrógeno es mayor o igual a 400 kilogramos, ya que en la realidad los tanques para su almacenamiento tienen un tamaño no menor a este valor.

En primera instancia, se muestran los resultados asociado al caso base, los cuales se muestran comparativamente, tomando en cuenta los modos de operación de hidrógeno mixto y verde en cada horizonte de tiempo (2020 y 2030). De esta forma, el análisis se realizará por año.

Posteriormente, se hará un análisis específico para el año 2020, a partir del precio de rentabilidad del hidrógeno. Como se verá mas adelante, el proyecto no es rentable en este año con el precio actual de venta del H_2 gris. Es por esto que se analiza la inversión y el funcionamiento del complejo para un precio del hidrógeno donde sí sea rentable.

Luego, se realiza una sensibilidad en el precio del hidrógeno para el caso base, teniendo en cuenta los años 2020 y 2030. Además, se integran los modos de operación de hidrógeno verde y mixto, por lo que se presentan los resultados de manera comparativa. Lo anterior se llevó a cabo para poder analizar los cambios en la inversión y funcionamiento del modelo ante variaciones en el precio del hidrógeno.

Finalmente, se realiza una sensibilidad en el funcionamiento del complejo de generación, donde se considera el caso en que no se entregan reservas y el caso en que no se aporta potencia firme al sistema. Bajo estas restricciones, no se reciben remuneraciones por ninguno de estos servicios complementarios. Al igual que en los resultados anteriores, esta sensibilidad se realiza tanto para los años 2020 y 2030, como para los modos de operación de hidrógeno verde y mixto.

Las tablas que se mostrarán a continuación emplean en sus resultados numéricos la coma como separador de miles y el punto como separador de decimales. En particular, los resultados en MW cuentan con 2 números decimales y los resultados en USD son números enteros.

5.1. Caso base

En la tabla 5.1 se presentan los resultados para el modelo de optimización base en los años 2020 y 2030. Para cada año, se muestran los modos de operación de hidrógeno mixto e hidrógeno verde. Se considera un precio de venta de este combustible de 2 USD/kg y costos de inversión del electrolizador y la celda de hidrógeno distintos según año. Para cada año, se exponen las capacidades de los equipos que componen el complejo de generación y los ingresos que se obtienen por la venta de servicios e hidrógeno. Junto con ello, se consideran los costos de operación (OPEX), los costos de inversión (CAPEX) a los que incurre el modelo y, finalmente, el total que se obtiene en la función objetivo, la cual se traduce en las utilidades del complejo.

Tabla 5.1: Capacidades, Ingresos, OPEX y CAPEX resultantes del modelo en los años 2020 y 2030 para los escenarios de Hidrógeno Verde e Hidrógeno Gris

Caso base		Año 2020		Año 2030	
		Hidrógeno mixto	Hidrógeno verde	Hidrógeno mixto	Hidrógeno verde
Capacidades	P^{PVM} [MW]	141.09	141.09	134.43	134.34
	P^{eM} [MW]	0.00	0.00	0.84	0.70
	$H^{cM} \cdot \alpha$ [MW]	0.00	0.00	0.03	0.03
	H^{sM} [kg]	0.00	0.00	1,643.44	1,643.85
	P^{FCM} [MW]	0.00	0.00	91.39	91.41
	P^{outM} [MW]	100.00	100.00	100.00	100.00
	P^{firm} [MW]	28.22	28.22	100.00	100.00
Ingresos [USD]	Venta de Energía	7,892,265	7,892,266	7,774,605	7,651,448
	Venta de Hidrógeno	0.00	0	37,681	7,278
	Pago por Reservas	434,217	434,217	2,152,950	2,138,558
	Pago por potencia	2,836,128	2,836,128	10,050,660	10,050,660
	Total Ingresos	11,162,611	11,162,611	20,015,895	19,847,945
OPEX [USD]	Compra de Energía	0		119,998	
	Costo de producción Hidrógeno	0	0	2,061	1,110
	Total OPEX	0.00	0	122,059	1,111
CAPEX [USD]	Panel Solar	9,170,957	9,170,957	8,738,090	8,732,274
	Electrolizador	0.00	0	66,555	55,459
	Compresor	0.00	0	20,467	17,055
	Almacenamiento	0.00	0	688,603	688,772
	Celda de Hidrógeno	0.00	0	5,858,225	5,859,659
	Transformador	213,000	213,000	213,000	213,000
	Total CAPEX	9,383,957	9,383,957	15,584,940	15,566,218
Total función objetivo		1,778,654	1,778,654	4,308,896	4,280,616

5.1.1. Análisis año 2020

En los resultados asociados al 2020, se puede observar que, tanto para el modo de operación de hidrógeno mixto como para el de hidrógeno verde, solo se invierte en paneles solares y en el transformador de salida, por lo que se obtienen los mismos valores. Lo anterior se explica debido a que el precio de venta del hidrógeno (2 USD/kg) no es suficiente para cubrir los gastos de inversión de la cadena de producción de este combustible y, por lo tanto, se decide

no destinar recursos en el electrolizador, en el compresor ni el almacenamiento de hidrógeno. Con ello, tampoco se invierte en celdas de combustible.

Por consiguiente, se opta por colocar paneles solares de forma tal que la capacidad máxima de estos excede a la del transformador de salida. Si bien por eficiencia del panel solar no se inyectan los 141.09 MW de capacidad que este tiene, sí pueden llegar a inyectarse hasta 111 MW aproximadamente en ciertas horas del año. Esto conlleva a que se generen vertimientos de energía, ya que solo se pueden inyectar 100 MW a través del transformador de salida. A pesar de esto, el modelo elige esta potencia máxima debido a que se remunera la potencia firme que entrega este equipo.

Con base en el análisis anterior, el complejo de generación en el año 2020 solo obtiene ganancias por 3 motivos. El primero de ellos es la venta de energía eléctrica, en donde se registra la mayor remuneración. El segundo está asociado a la entrega de reservas, principalmente de bajada. La última ganancia está vinculada al aporte de potencia firme, la cual corresponde a un 20 % de la capacidad total de los paneles. Estos resultados permiten afirmar que es muy caro invertir en la cadena de producción de hidrógeno para este año.

5.1.2. Análisis año 2030

En el año 2030, se puede observar que esta vez sí se invierte en la cadena de producción y uso del hidrógeno, tanto para el modo de operación de hidrógeno mixto como en el de hidrógeno verde. Esto debido principalmente a las bajas en los costos de inversión del electrolizador y celdas de hidrógeno que se esperan para el año en cuestión.

A pesar de lo anterior, el electrolizador tiene una capacidad máxima muy inferior en comparación a la celda y almacenamiento de hidrógeno, pudiendo producir entre 12 a 15 kilogramos de combustible por hora. Esto se explica por el funcionamiento del complejo, el cual prefiere producir hidrógeno para destinarlo a la celda, y así generar energía eléctrica, en lugar de venderlo. En otras palabras, el complejo funciona de la siguiente forma:

- El electrolizador se demora alrededor de 150 horas en llenar el almacenamiento de hidrógeno en el modo de operación de hidrógeno mixto y cerca de 500 horas, con descargas intermedias, en el modo de operación de hidrógeno verde.
- El electrolizador continúa funcionando a máxima capacidad durante gran parte del año en el modo de operación de hidrógeno mixto (casi 6000 horas) y durante menos de la mitad en el modo de operación de hidrógeno verde (casi 4000 horas).
- Desde el almacenamiento y de manera óptima, se destina hidrógeno a las celdas en algunas horas donde los costos marginales son más altos y, por lo tanto, es más atractivo inyectar energía eléctrica. Esto se puede ver con mayor detalle en la figura A.1 en anexos, donde se observa la operación de la celda de hidrógeno según los costos marginales entre la hora 1 y 600 (la situación se repite para el resto de las horas) para los dos modos de operación en estudio. Se puede apreciar que el comportamiento de la celda es similar en ambos.
- La celda de hidrógeno no puede inyectar energía durante 2 horas consecutivas, puesto

que la capacidad del electrolizador no alcanza a producir la cantidad necesaria de hidrógeno en una hora, destinarlo al compresor y luego al almacenamiento. Esto se observa con mayor detalle en la figura A.2 en anexos, donde se muestra la operación de la celda y el almacenamiento de hidrógeno entre las horas 1 y 600 (se repite el mismo comportamiento en todo el año). Se evidencia un patrón semejante en ambos modo de operación de producción de H_2 . Así, la celda se comporta como una batería.

Por lo tanto, la existencia del electrolizador está destinada principalmente a producir hidrógeno para la celda de combustible, la cual inyecta energía eléctrica de manera óptima en algunas horas donde el costo marginal es mayor, no siendo necesario entonces invertir en un equipo tan grande para ello. Así, resulta más atractivo invertir en una celda de hidrógeno de gran tamaño, dado que se obtienen mayores ganancias inyectando energía eléctrica. Pero además, es atractivo puesto que la celda presta reservas y aporta con potencia firme al sistema, obteniendo su principal remuneración por ello.

En consecuencia, las ganancias del complejo provienen principalmente de la venta de energía en ambos modos de operación, donde el panel solar sigue siendo quien aporta de manera muy superior en comparación a la celda de hidrógeno. Diferente es el caso de los ingresos por reservas y potencia firme, donde la celda aporta de manera más significativa que los paneles solares. Finalmente, la venta de hidrógeno representa una porción ínfima (menor al 0,1 %).

Por otro lado, y como se vio anteriormente, no existen mayores diferencias entre los modos de operación de hidrógeno mixto e hidrógeno verde. La única disimilitud radica en la cantidad de hidrógeno producido, donde en el modo de operación de hidrógeno mixto esta cantidad es el doble que en el escenario de hidrógeno verde, provocando que en este último se venda menos hidrógeno. Lo anterior se debe a que, en el modo de operación de hidrógeno verde, el electrolizador tiene menos horas de uso dado que no está conectado a la red, produciéndose por lo tanto menos hidrógeno. Sin embargo, esto no afecta en mayor medida a la generación de energía eléctrica de la celda.

En concreto, en el año 2030 sí es posible la producción de hidrógeno y esta se desarrolla durante todo el año en conjunto con el funcionamiento de paneles solares y conexión a la red, según sea el caso. Además, resulta ser rentable el invertir en celdas de hidrógeno para inyectar energía a la red, aportar con reservas y potencia firme. Lo anterior es más rentable que solo vender hidrógeno a un precio fijo.

5.2. Análisis de caso rentable en el 2020 y precio del hidrógeno asociado

Dado que para un precio de venta del hidrógeno igual a 2 USD/kg el modelo en el 2020 decide no invertir en la cadena de producción de hidrógeno, ya que no es rentable, se varió este parámetro hasta encontrar el punto donde el modelo sí invierte. Estos resultados se presentan en la tabla 5.2, donde se muestran las capacidades, ingresos, OPEX y CAPEX del complejo para un precio del hidrógeno tal que en el año 2020 se invierta en electrolizador, compresor y almacenamiento de hidrógeno.

Tabla 5.2: Capacidades, Ingresos, OPEX y CAPEX resultantes del modelo en el 2020 cuando la cadena de producción de hidrógeno es rentable

Caso rentable para el año 2020		Hidrógeno mixto	Hidrógeno verde
Precio del hidrógeno para rentabilidad del proyecto en 2020		2.8	3.8
Capacidades	P^{pvM} [MW]	275.06	227.41
	P^{eM} [MW]	96.52	56.11
	$H^{cM} \cdot \alpha$ [MW]	3.48	2.02
	H^{sM} [kg]	1,848.81	411.22
	P^{FCM} [MW]	0.00	0.00
	P^{outM} [MW]	100.00	100.00
	P^{firm} [MW]	55.01	45.48
Ingresos [USD]	Venta de Energía	15,063,858	6,647,738
	Venta de Hidrógeno	34,609,674	13,649,501
	Pago por Reservas	2,675,213	673,031
	Pago por potencia	5,529,049	4,571,173
	Total Ingresos	57,877,794	25,541,443
OPEX [USD]	Compra de Energía	23,048,338	
	Costo de producción Hidrógeno	284,294	82,625
	Total OPEX	23,332,632	82,625
CAPEX [USD]	Panel Solar	17,878,836	14,781,428
	Electrolizador	11,341,002	6,592,884
	Compresor	2,359,693	1,371,764
	Almacenamiento	774,653	172,300
	Celda de Hidrógeno	0	0
	Transformador	213,000	213,000
	Total CAPEX	32,567,184	23,131,376
Total función objetivo		1,977,978	2,327,441

Se puede dar cuenta de que en el año 2020, para el modo de operación de hidrógeno mixto, se invierte en la cadena de producción de hidrógeno para un precio de 2.8 USD/kg, mientras que en el modo de operación de hidrógeno verde se invierte para un precio de 3.8 USD/kg. Para precios inferiores a los mencionados, el modelo solo invierte en paneles solares y transformador de salida.

En ambos modos, el electrolizador resulta ser mucho mas grande que para el año 2030 anteriormente estudiado. Esto se debe al atractivo precio que tiene el hidrógeno para su venta, el cual es mayor al precio en que actualmente se transa este combustible. Por lo tanto, el modelo decide dedicarse principalmente a esta actividad, invirtiendo en un electrolizador de gran tamaño y obteniendo, gracias a ello, grandes ingresos por la venta de hidrógeno, en comparación a la venta de energía eléctrica y otros servicios. Es por lo anterior también que no se invierte en celdas de hidrógeno, ya que no es óptimo generar energía eléctrica con el hidrógeno producido.

De esta manera, el electrolizador llega a producir entre 1,000 y 1,700 kilogramos por hora, llegando a un total de 1000 millones de kilogramos producidos al año en el modo de hidrógeno

mixto y 3 millones en el modo de hidrógeno verde. Todo el hidrógeno se vende al mercado a precio fijo y no se destina a otros fines, como se mencionó anteriormente.

Al comparar los modos de operación de hidrógeno mixto y verde, se pueden apreciar diferencias significativas. Sin embargo, estos resultados no son del todo comparables dado que se utilizan precios de venta de hidrógeno diferentes para cada modo. Es por esto que si se utilizara un precio de venta de 3.8 USD/kg para el escenario de hidrógeno mixto, tanto las capacidades como las utilidades resultan ser enormemente superiores en comparación al modo de operación de hidrógeno verde, alcanzándose un total en la función objetivo de 15 mil millones de dólares aproximadamente.

Por lo tanto, como se mencionó en la sección anterior, la cadena de producción de hidrógeno no es rentable para el año 2020. No obstante, si el precio de venta del hidrógeno aumenta significativamente para el modo de operación de hidrógeno verde, y no tan significativamente para el modo de operación de hidrógeno mixto, invertir en electrolizador, compresor y almacenamiento de hidrógeno es lo más óptimo.

5.3. Sensibilidad de precio del hidrógeno

En las figuras 5.1 y 5.2 se muestran los resultados para la sensibilidad en el precio de venta del hidrógeno en los años 2020 y 2030 respectivamente. El precio del H_2 se varió entre 1 y 4 USD/kg para observar el comportamiento en la inversión del electrolizador y celda de hidrógeno frente a estos valores.

5.3.1. Análisis año 2020

Para el año 2020, en la figura 5.1, se observa que el comportamiento de la inversión en el electrolizador coincide con lo estudiado en la sección 5.2. Es decir, se empieza a invertir en este equipo cuando el precio del hidrógeno es igual a 2.8 USD/kg en el modo de operación de hidrógeno mixto, mientras que en el modo de operación de hidrógeno verde se invierte cuando el precio es igual a 3.8 USD/kg. Es importante volver a mencionar que se consideraron los puntos donde el almacenamiento de hidrógeno es mayor a 400 kilogramos, ya que en la realidad los tanques que almacenan este combustible no son menores en tamaño a ese valor.

Por otro lado, se puede distinguir que sea cual sea el precio del hidrógeno, en el año 2020 nunca se invierte en celdas de hidrógeno, lo cual se explica por su alto valor de inversión. De esta manera, un complejo de estas características opera en este año de tal forma que solo vende hidrógeno o servicios asociados a los paneles solares, para cualquier precio de venta del hidrógeno.

5.3.2. Análisis año 2030

Para el año 2030, se puede observar de la figura 5.2 que, para cualquier precio de venta de hidrógeno entre 1 y 4 USD/kg, se invierte tanto en electrolizador como en celdas de hidrógeno, con un almacenamiento de hidrógeno acorde a la realidad.

En este año, a medida que sube el precio del hidrógeno, el electrolizador aumenta paula-

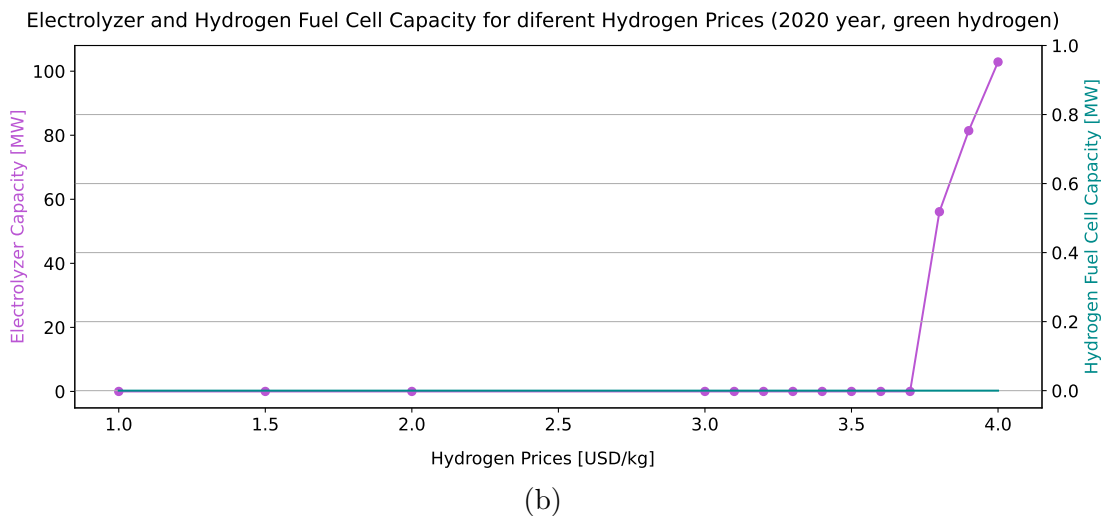
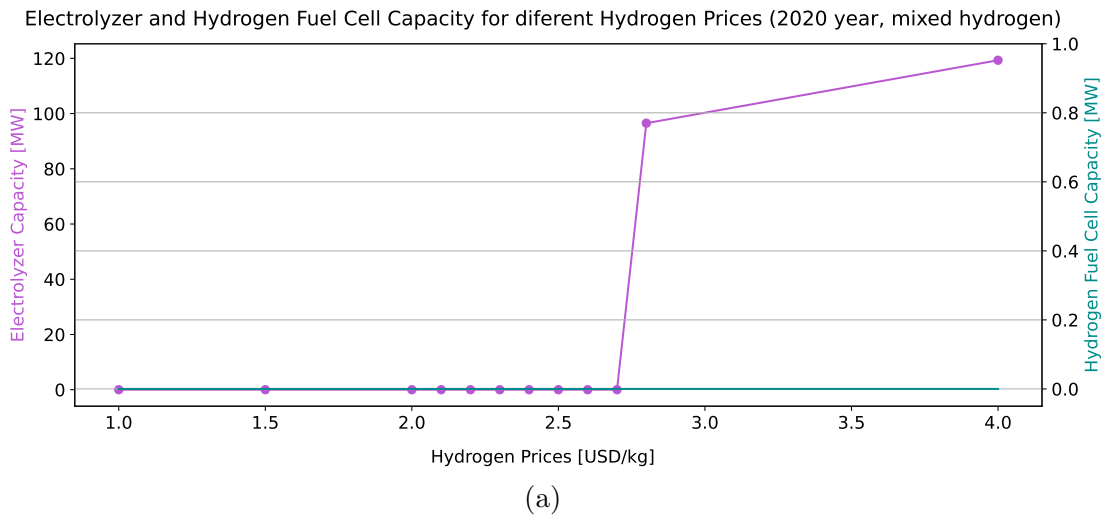


Figura 5.1: (a) Capacidad del electrolizador y celda de hidrógeno para diferentes precios de hidrógeno en el año 2020, modo hidrógeno mixto. (b) Capacidad del electrolizador y celda de hidrógeno para diferentes precios de hidrógeno en el año 2020, modo hidrógeno verde.

tinamente su tamaño, llegando a un punto de quiebre en donde crece exponencialmente su capacidad, hasta estabilizarse en un valor. Esto, debido a que se prefiere vender hidrógeno en la medida que su precio es mas atractivo, necesitándose un electrolizador más grande que produzca más hidrógeno y así genere ganancias superiores.

Muy por el contrario, en la medida que el precio de venta del hidrógeno es mayor, la celda de hidrógeno disminuye su capacidad máxima, llegando incluso a ser cero en el modo de operación de hidrógeno verde para precios superiores a 3.8 USD/kg. Esto no ocurre en el modo de operación de hidrógeno mixto y se debe principalmente a la capacidad del electrolizador y compresor de poder consumir energía desde la red.

Para analizar la situación mencionada anteriormente, se estudiará a profundidad los resultados del modelo en el año 2030 cuando el precio del hidrógeno es igual a 4 USD/kg, los cuales se muestran en la tabla A.1 en Anexos. Teniendo en cuenta que en el modo de

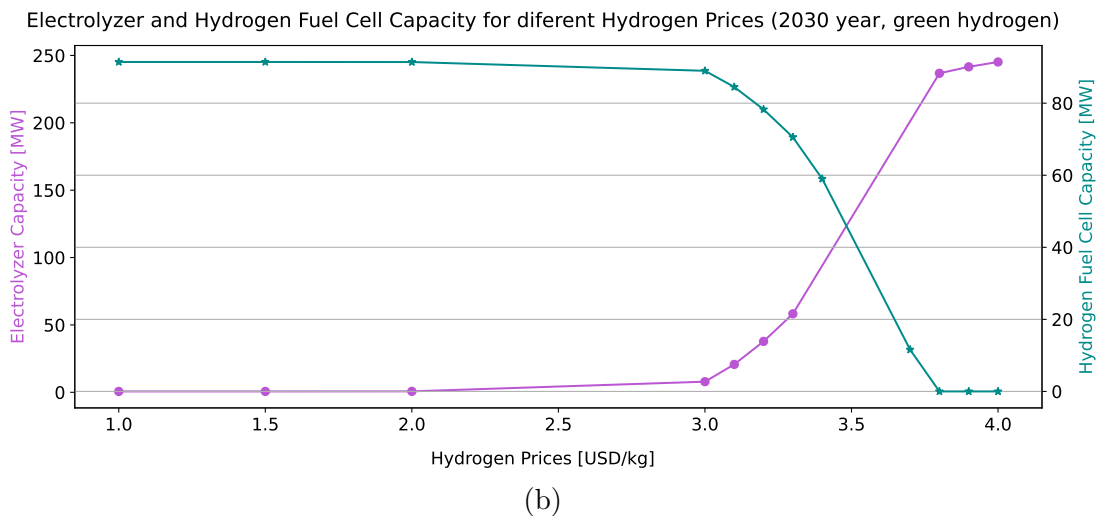
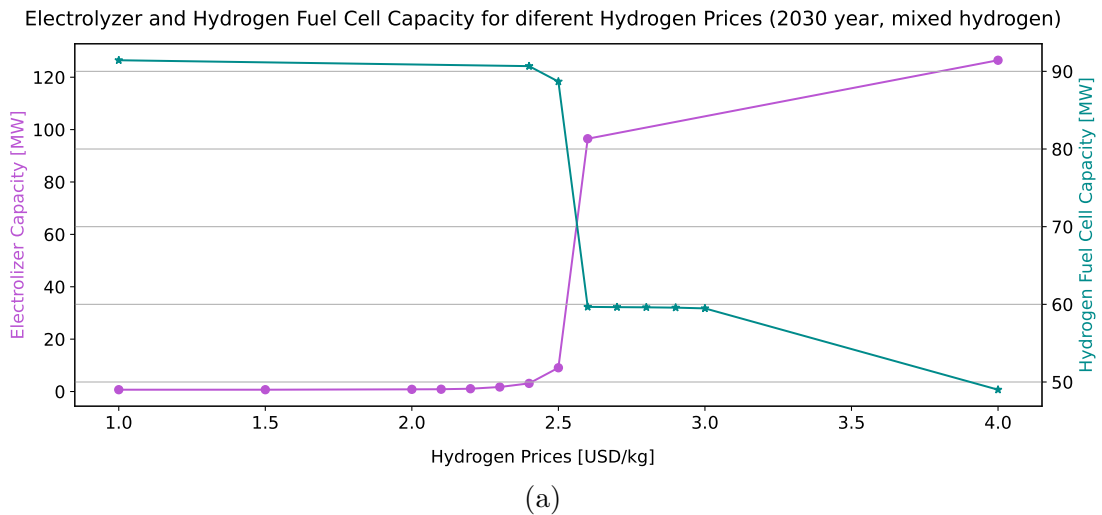


Figura 5.2: (a) Capacidad del electrolizador y celda de hidrógeno para diferentes precios de hidrógeno en el año 2030, modo hidrógeno mixto. (b) Capacidad del electrolizador y celda de hidrógeno para diferentes precios de hidrógeno en el año 2030, modo hidrógeno verde.

operación de hidrógeno verde la energía que utiliza el electrolizador proviene únicamente de los paneles solares, se puede apreciar que el modelo invierte en estos últimos de manera tal que cumple la restricción de capacidad máxima de la potencia firme (100 MW). Así, se puede producir el hidrógeno suficiente que maximiza las utilidades del complejo. Sin embargo, no se puede invertir en celdas dado que no cumpliría con las restricciones. Diferente es el modo de operación de hidrógeno mixto, el cual permite el consumo de energía desde la red por parte del electrolizador y compresor, no teniendo que invertir en una capacidad de paneles solares tan grande, contando así con espacio para invertir en celdas de hidrógeno.

Por lo tanto, en la medida que aumenta el precio del hidrógeno, se produce más de este combustible, puesto que es cada vez más atractivo venderlo al mercado a un precio fijo. Debido a esto, la capacidad del electrolizador es cada vez mayor. Por el contrario, la capacidad de la celda de hidrógeno disminuye su tamaño al aumentar el precio del hidrógeno, obteniéndose menores ganancias por los servicios que presta este equipo.

5.4. Sensibilidad en la operación

La sensibilidad en la operación del complejo se basa en cambiar ciertas condiciones en el funcionamiento de los equipos para ver como estos se comportan. De esta manera, este análisis se divide en 2 casos: Por un lado, en el primer caso se restringe la entrega de reservas de subida y de bajada para todos los equipos que prestan este servicio, fijando las variables asociadas igual a cero. Por otro lado, el segundo caso se basa en fijar la potencia firme igual a cero, es decir, ni los paneles solares ni la celda de hidrógeno aportan con potencia firme al sistema eléctrico

Esta sensibilidad se realizó teniendo en cuenta los modos de operación de hidrógeno mixto y verde, tanto para el año 2020 como para el año 2030, donde en cada periodo se eligió un precio de venta del hidrógeno diferente (1 y 4 USD/kg respectivamente). Lo anterior se hizo para que en la mayoría de los casos, es decir, sin reservas y sin potencia firme, se invirtiese de igual forma en el proyecto. De esta manera, se pueden evidenciar de mejor forma las diferencias entre cada uno de los casos en estudio.

En esta ocasión, el análisis para ambos años se realizará de manera conjunta, ya que los resultados en ambos son similares según caso. Por lo tanto, se estudiará en primera instancia el caso sin reservas y luego el caso sin potencia firme. Los resultados del año 2020 y 2030 se muestran en detalle en las tablas 5.3 y 5.4, respectivamente.

Tabla 5.3: Sensibilidad en la operación en el año 2020 para un precio de venta del hidrógeno igual a 4 USD/kg. Se muestran el caso base, el caso sin reservas y el caso sin potencia firme.

Sensibilidad en la operación para el año 2020		Hidrógeno mixto			Hidrógeno verde		
		Caso Base	Sin Reservas	Sin Potencia Firme	Caso Base	Sin Reservas	Sin Potencia Firme
Capacidades	P^{pvM} [MW]	308.48	313.78	114.36	303.85	301.71	0.00
	P^{eM} [MW]	119.31	121.32	114.36	102.88	103.54	0.00
	$H^{cM} \cdot \alpha$ [MW]	4.30	4.38	4.12	3.71	3.73	0.00
	H^{sM} [kg]	1,735.64	1,735.64	1,735.64	718.40	721.26	0.00
	P^{FCM} [MW]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	P^{outM} [MW]	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	0.00
	P^{firm} [MW]	61.70	62.76	0.00	60.77	60.34	0.00
Ingresos [USD]	Venta de Energía	5,598,852	6,534,063	289,008	6,279,625	6,183,952	0
	Venta de Hidrógeno	60,650,346	60,650,346	60,650,346	25,100,888	25,200,962	0
	Pago por Reservas	2,704,045	0	2,865,700	854,256	0	0
	Pago por potencia	6,200,768	6,307,379	0	6,107,705	6,064,685	0
	Total Ingresos	75,154,011	73,491,788	63,805,053	38,342,474	37,449,599	0
OPEX [USD]	Compra de Energía	348,739	348,739	348,739			0
	Costo de producción Hidrógeno	18,324,668	18,721,518	24,688,658	144,347	144,922	0
	Total OPEX	18,673,408	19,070,258	25,037,398	144,347	144,922	0
CAPEX [USD]	Panel Solar	20,050,917	20,395,657	7,433,279	19,749,989	19,610,878	0
	Electrolizador	14,019,360	14,255,278	13,437,082	12,088,094	12,165,560	0
	Compresor	2,916,972	2,966,058	2,795,819	2,515,138	2,531,256	0
	Almacenamiento	727,235	727,235	727,235	301,009	302,209	0
	Celda de Hidrógeno	0	0	0	0	0	0
	Transformador	213,000	213,000	213,000	213,000	213,000	0
	Total CAPEX	37,927,484	38,557,228	24,606,414	34,867,231	34,822,905	0
Total función objetivo		18,553,119	15,864,302	14,161,241	3,330,896	2,481,773	0

Tabla 5.4: Sensibilidad en la operación en el año 2030 para un precio de venta del hidrógeno igual a 1 USD/kg. Se muestran el caso base, el caso sin reservas y el caso sin potencia firme.

Sensibilidad en la operación para el año 2030		Hidrógeno mixto			Hidrógeno verde		
		Caso Base	Sin Reservas	Sin Potencia Firme	Caso Base	Sin Reservas	Sin Potencia Firme
Capacidades	P^{pvM} [MW]	134.29	138.54	0.00	134.27	138.74	0.00
	P^{eM} [MW]	0.70	0.76	0.00	0.65	0.88	0.00
	$H_{eM} \cdot \alpha$ [MW]	0.03	0.03	0.00	0.02	0.03	0.00
	H^{sM} [kg]	1,644.10	1,624.96	0.00	1,644.16	1,624.07	0.00
	P^{FCM} [MW]	91.43	90.36	0.00	91.43	90.31	0.00
	P^{outM} [MW]	100.00	100.00	0.00	100.00	100.00	0.00
	P^{firm} [MW]	100.00	100.00	0.00	100.00	100.00	0
Ingresos [USD]	Venta de Energía	7,759,561	8,008,265	0	7,650,189	7,917,245	0
	Venta de Hidrógeno	0	0	0	0	0	0
	Pago por Reservas	2,149,533	0	0	2,137,731	0	0
	Pago por potencia	10,050,660	10,050,660	0	10,050,660	10,050,660	0
	Total Ingresos	19,959,754	18,058,925	0	19,838,580	17,967,905	0
OPEX [USD]	Compra de Energía	1,530	1,867	0			0
	Costo de producción Hidrógeno	88,604	89,404	0	1,017	1,412	0
	Total OPEX	90,135	91,270	0	1,017	1,412	0
CAPEX [USD]	Panel Solar	8,728,582	9,005,331	0	8,727,728	9,018,158	0
	Electrolizador	55,485	60,024	0	51,436	69,791	0
	Compresor	17,063	18,459	0	15,818	21,462	0
	Almacenamiento	688,879	680,859	0	688,904	680,487	0
	Celda de Hidrógeno	5,860,569	5,792,339	0	5,860,779	5,789,177	0
	Transformador	213,000	213,000	0	213,000	213,000	0
	Total CAPEX	15,563,578	15,770,012	0	15,557,665	15,792,075	0
Total función objetivo		4,306,041	2,197,642	0	4,279,898	2,174,417	0

5.4.1. Caso sin reservas

En el caso sin reservas, se observa que en ambos años en estudio, considerando los modos de operación de hidrógeno verde y mixto, los resultados no varían significativamente en comparación al caso base. La única gran diferencia se aprecia en el total de la función objetivo, la cual se explica justamente debido a que no se reciben ingresos por la entrega de reservas. Así, en el caso sin reservas, se perciben más de 2 millones de dolares menos que en el caso base.

Por lo tanto, para los años 2020 y 2030, en los modo de operación de hidrógeno verde y mixto, el proyecto es rentable a pesar de que no se reciban ingresos por reservas. Sin embargo, para el año 2020, esta situación es factible para un precio de venta del hidrógeno de al menos 4 USD/kg, el cual es mayor al precio en el que actualmente se transa este combustible.

5.4.2. Caso sin potencia firme

En el caso sin Potencia Firme, para ambos años, en los modos de operación de hidrógeno mixto y verde, el modelo no invierte en el complejo de generación por completo, es decir, no invierte ni en paneles solares ni en la cadena de producción de hidrógeno. Sin embargo, ocurre que para el modo de operación de hidrógeno mixto, en el año 2020, el modelo sí invierte en el complejo de generación. Lo anterior, considerando que el precio de venta del hidrógeno que se utilizó en ese año es bastante mayor (4 USD/kg) en comparación al valor en que se transa

actualmente el combustible.

Teniendo lo anterior en consideración, se intuye que existen precios de venta de hidrógeno donde el modelo sí invierte, a pesar de que no se recibe una remuneración por el aporte de potencia firme de los equipos. Estos son, en el año 2030, para los modo de operación de hidrógeno mixto e hidrógeno verde, 2.7 y 3.8 USD/kg respectivamente, mientras que para el modo de operación de hidrógeno verde en el año 2020, este precio es igual a 5.7 USD/kg.

En concreto, el modelo decide invertir en el complejo de generación cuando no se remunera la potencia firme siempre y cuando existan precios de venta del hidrógeno que permitan esto, los cuales según este estudio, son mayores al precio en el que actualmente se transa el H_2 .

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

En primer lugar, se verifica la primera hipótesis de investigación planteada al inicio del documento, la cual estipula que un complejo productor de hidrógeno y generador de energía eléctrica en base a este combustible es rentable en el mercado eléctrico chileno. Por un lado, se planteó que en el año 2020 sería rentable solo la producción de hidrógeno, lo cual ocurre pero para valores superiores a los 2 USD/kg (2.8 USD/kg para el modo de hidrógeno mixto y 3.8 USD/kg para el modo de hidrógeno verde). Debido a esto, si bien es correcta la hipótesis en ese ámbito, esta no cumple con los objetivos de la estrategia de hidrógeno verde del Gobierno de Chile, la cual tiene como objetivo vender hidrógeno verde a un valor de entre 1 y 2 USD/kg. Por otro lado, la hipótesis se cumple a cabalidad para el año 2030, donde el complejo es rentable considerando tanto la cadena de producción de hidrógeno como la generación de energía eléctrica a partir de celdas de combustible. En este año, esto ocurre para un precio del hidrógeno de 2 USD/kg, precio el cual corresponde al utilizado actualmente en las transacciones de hidrógeno gris. Por lo tanto, los resultados asociados a este año estarían en concordancia con lo que se espera para efectuar la estrategia de hidrógeno verde anteriormente mencionada.

Junto a lo anterior, se comprueba la segunda hipótesis de este trabajo, es decir, es factible y posible diseñar un complejo de generación, el cual contempla paneles solares, electrolizador, compresor, tanque de almacenamiento de hidrógeno y celdas de hidrógeno, mediante un modelo de optimización matemática. Aquello se puede verificar en la metodología de este estudio.

En lo que respecta a las sensibilidades de precio, se concluye que en el año 2020, independiente del precio del hidrógeno, nunca se invierte en celdas de combustible, sino que solamente en la cadena de producción de hidrógeno. Esto ocurre por el alto precio al que se transa este combustible, siendo más atractiva su venta. Por otra parte, en el año 2030, se verifica que el proyecto es rentable incluso para precios de 1 USD/kg. Además, en la medida que aumenta este valor, el complejo se dedica mayormente a la venta de hidrógeno en desmedro de la generación de energía eléctrica con las celdas de combustible debido a las mismas razones que lo ocurrido en el 2020. Es por esto que, en la medida que aumenta el precio del hidrógeno, se invierte en un electrolizador mas grande y en celdas de combustible de menor capacidad.

En cuanto a las sensibilidades en la operación del complejo, se concluye que tanto para el año 2020 como para el 2030 el comportamiento es similar cuando no se remuneran las reservas, es decir, las utilidades son menores y esa baja coincide con el monto que se recibía por prestar este servicio complementario. En el caso del año 2020, el proyecto es factible bajo estas condiciones siempre y cuando el precio del hidrógeno sea mayor o igual a 4 USD/kg. Por el contrario, en el año 2030 el proyecto es rentable bajo esta condición de operación para cualquier precio del hidrógeno, aunque no se reciban utilidades por las reservas que se podrían entregar. Por otro lado, el fijar que no se aporte potencia firme al sistema como condición de operación, implica que el proyecto no sea rentable en su totalidad para un precio de 2 USD/kg, en ambos años, para cualquier modo de producción. El complejo de generación solo es rentable bajo esta condición si se transa el hidrógeno en 4 y 5.7 USD/kg para los modos de hidrógeno mixto y verde, respectivamente, en el año 2020, y 2.7 y 3.8 USD/kg para los modos de hidrógeno mixto y verde, respectivamente, en el año 2030.

Finalmente, se concluye que un proyecto de estas características puede ser una posibilidad en el mediano plazo para el desarrollo de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde que plantea el Gobierno de Chile, dado que cumple con el objetivo de transar hidrógeno entre 1 y 2 USD/kg en el futuro. Sin embargo, uno de los grandes descubrimientos de este trabajo es que la forma óptima de utilizar este combustible no es vendiéndolo, sino que es más conveniente volver a transformarlo en energía eléctrica e inyectarla al sistema. De esta manera, las celdas de combustible en conjunto con el almacenamiento de hidrógeno se podrían comportar como una batería que inyecta energía en los momentos donde los costos marginales son mas altos, los cuales en general corresponden a aquellas horas donde no se cuenta con el recurso solar. Esto podría ayudar de forma importante en la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico chileno, pudiendo lograr que este sea cero emisiones en el futuro sin dejar de lado los requerimientos de costo mínimo, confiabilidad y resiliencia necesarios en la operación.

A partir del párrafo anterior, se comprueba la funcionalidad de un complejo que considera la cadena de producción de hidrógeno en su configuración, puesto que además de generar energía, lo cual se podría hacer contemplando únicamente paneles solares, también puede almacenarla en forma de hidrógeno. Este hidrógeno puede ser re-inyectado en forma de energía eléctrica a la red o ser vendido directamente como combustible. De esta forma, se amplían las posibilidades de mercado para un complejo de estas características, lo cual representa su principal ventaja respecto a otros proyectos.

Como trabajo futuro se propone la integración de este modelo de complejo de generación en un sistema de barras que pueda modelar diferentes condiciones de operación, como lo son las congestiones o contingencias que podrían ocurrir. Con ello, se podrían integrar nuevos elementos al complejo, por ejemplo baterías de litio o turbinas eólicas, como lo hace la bibliografía revisada. También este modelo, por sus características, se podría extender a la operación en otros países, dado que para ello solo es necesario cambiar el perfil solar y los costos marginales de la barra de conexión.

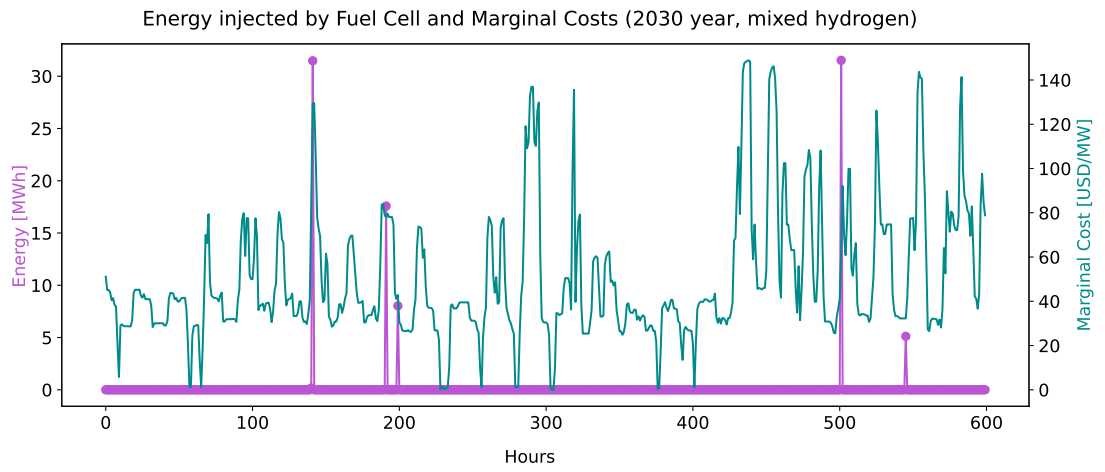
Bibliografía

- [1] K. O. Yoro and M. O. Daramola, “CO2 emission sources, greenhouse gases, and the global warming effect,” *Advances in Carbon Capture*, pp. 3–28, 1 2020.
- [2] Hydrogen Council and McKinsey & Company, “Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness,” tech. rep., 2021. Available online: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>.
- [3] E. Taibi, R. Miranda, R. Vanhoudt, T. Winkel, L. Jean-Christophe, and F. Barth, “Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition,” tech. rep., IRENA, 2018. Available online: <https://www.irena.org/publications/2018/sep/hydrogen-from-renewable-power>.
- [4] M. Melaina and J. Eichman, “Hydrogen Energy Storage: Grid and Transportation Services Workshop Proceedings,” tech. rep., U.S. Department of Energy, 2014. Available online <https://www.osti.gov/biblio/1170355>.
- [5] Ministerio de Energía, “Estrategia Nacional Hidrógeno Verde,” tech. rep., 2020. Available online: <https://energia.gob.cl/h2/Estrategia-nacional-de-hidrogeno-verde>.
- [6] A. Christensen, “Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe,” tech. rep., ICCT, 2020. Available online: <https://theicct.org/publication/assessment-of-hydrogen-production-costs-from-electrolysis-united-states-and-europe/>.
- [7] T. Wissocq, S. Le Bourdieu, and A. Zoughaib, “A multi-period optimization model for the design of mass networks including conversion systems and gas storage models: Application for hydrogen generation, distribution and storage,” *Computers and Chemical Engineering*, vol. 154, p. 107448, 11 2021.
- [8] A. Lahnaoui, C. Wulf, and D. Dalmazzone, “Optimization of hydrogen cost and transport technology in france and germany for various production and demand scenarios,” *Energies*, vol. 14, 2 2021.
- [9] A. Almansoori and A. Betancourt-Torcat, “Design of optimization model for a hydrogen supply chain under emission constraints - A case study of Germany,” *Energy*, vol. 111, pp. 414–429, 9 2016.

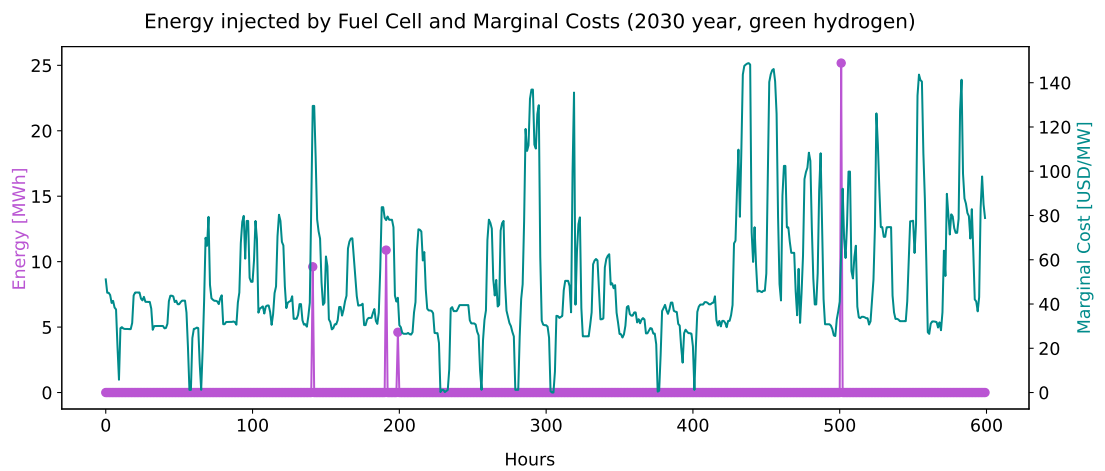
- [10] J. Gorre, F. Ruoss, H. Karjunen, J. Schaffert, and T. Tynjälä, “Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation,” *Applied Energy*, vol. 257, 1 2020.
- [11] O. Ulleberg and R. Hancke, “Techno-economic calculations of small-scale hydrogen supply systems for zero emission transport in Norway,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, pp. 1201–1211, 1 2020.
- [12] H. M. Sultan, A. S. Menesy, S. Kamel, A. Korashy, S. Almohaimeed, and M. Abdel-Akher, “An improved artificial ecosystem optimization algorithm for optimal configuration of a hybrid PV/WT/FC energy system,” *Alexandria Engineering Journal*, vol. 60, pp. 1001–1025, 2 2021.
- [13] M. M. Samy, M. I. Mosaad, and S. Barakat, “Optimal economic study of hybrid PV-wind-fuel cell system integrated to unreliable electric utility using hybrid search optimization technique,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, pp. 11217–11231, 3 2021.
- [14] Y. Zhang, Q. S. Hua, L. Sun, and Q. Liu, “Life Cycle Optimization of Renewable Energy Systems Configuration with Hybrid Battery/Hydrogen Storage: A Comparative Study,” *Journal of Energy Storage*, vol. 30, p. 101470, 8 2020.
- [15] Q. Hassan, “Optimisation of solar-hydrogen power system for household applications,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, pp. 33111–33127, 11 2020.
- [16] M. S. Behzadi and M. Niasati, “Comparative performance analysis of a hybrid PV/F-C/battery stand-alone system using different power management strategies and sizing approaches,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, pp. 538–548, 1 2015.
- [17] X. Mah, W. Ho, M. Hassim, H. Hashim, P. Liew, U. Asli, Z. Muis, and G. Ling Hoh Teck, “Optimization of hydrogen supply chain: A case study in Malaysia,” *Chemical Engineering Transactions*, vol. 78, pp. 85–90, 1 2020.
- [18] Y. Yang, C. Ma, C. Lian, Y. Zhang, and X. Pang, “Optimal power reallocation of large-scale grid-connected photovoltaic power station integrated with hydrogen production,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 298, 5 2021.
- [19] J. Eichman, A. Townsend, and M. Melaina, “Economic Assessment of Hydrogen Technologies Participating in California Electricity Markets,” tech. rep., NREL, 2012. Available online: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65856.pdf>.
- [20] Solena Group, “COST COMPARISON,” 2021. Available online: <https://www.sgh2energy.com/economics>.
- [21] R. Julio Hirschmann, “Records on solar radiation in chile,” *Solar Energy*, vol. 14, no. 2, pp. 129–138, 1973.
- [22] Ministerio de Energía, “Explorador Solar.” Available online: <https://solar.minenergia.cl/inicio>.

- [23] Coordinador Eléctrico Nacional, “Costo Marginal Real.” Available online: <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/>.
- [24] M. Taylor, P. Ralon, S. Al-Zoghoul, B. Epp, and M. Jochum, “Renewable Power Generation Costs 2020,” tech. rep., IRENA, 2021. Available online: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>.
- [25] International Energy Agency, “The Future of Hydrogen,” tech. rep., 2019. Available online: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
- [26] A. M. Elberry, J. Thakur, A. Santasalo-Aarnio, and M. Larimi, “Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, pp. 15671–15690, 4 2021.
- [27] V. Cigolotti, M. Genovese, and P. Fragiaco, “Comprehensive review on fuel cell technology for stationary applications as sustainable and efficient poly-generation energy systems,” *Energies*, vol. 14, p. 4963, 08 2021.
- [28] Kathleen Vaillancourt, “Electricity Transmission and Distribution,” tech. rep., International Energy Agency, 2014. Available online: <https://iea-etsap.org/E-TechDS/>.
- [29] Comisión Nacional de Energía, “FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO,” tech. rep., 2021. Available online: <https://www.cne.cl/tarifificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>.
- [30] R. Moreno, E. Pereira, H. Otárola, F. Bradford, C. Sepúlveda, and D. Alvarado, “Identificación de nuevos modelos de negocios duales, energía e hidrógeno verde, para empresas pequeñas y medianas con plantas de Energías Renovables No convencionales (ERN) Informe final Diciembre de 2020,” tech. rep., ISCI, 2020.
- [31] C. van Leeuwen and A. Zauner, “Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU,” tech. rep., European Commission, 2018. Available online: https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation_en.

Anexo



(a)



(b)

Figura A.1: (a) Energía inyectada por la celda de hidrógeno y costos marginales para el año 2030, modo hidrógeno mixto. (b) Energía inyectada por la celda de hidrógeno y costos marginales para el año 2030, modo hidrógeno verde.

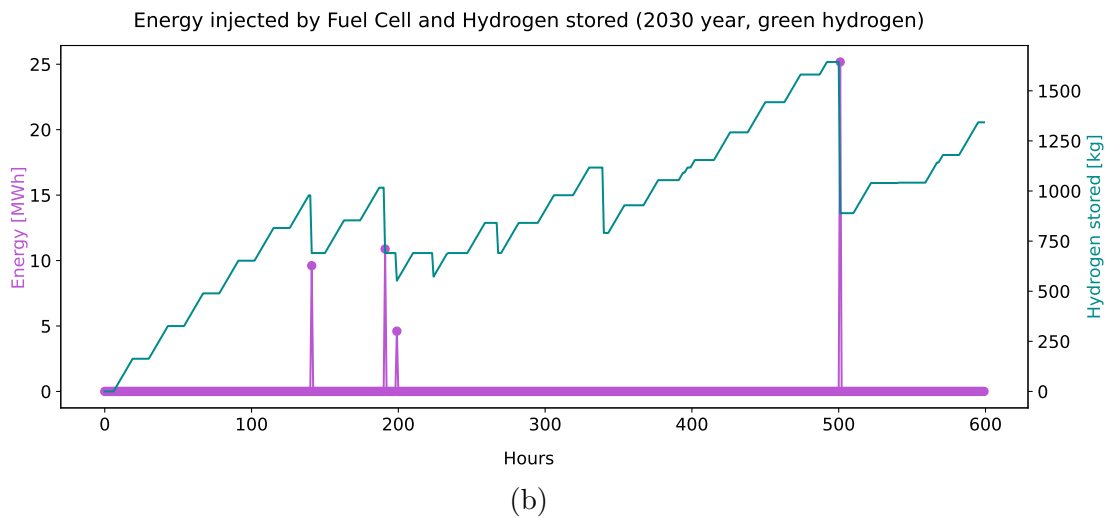
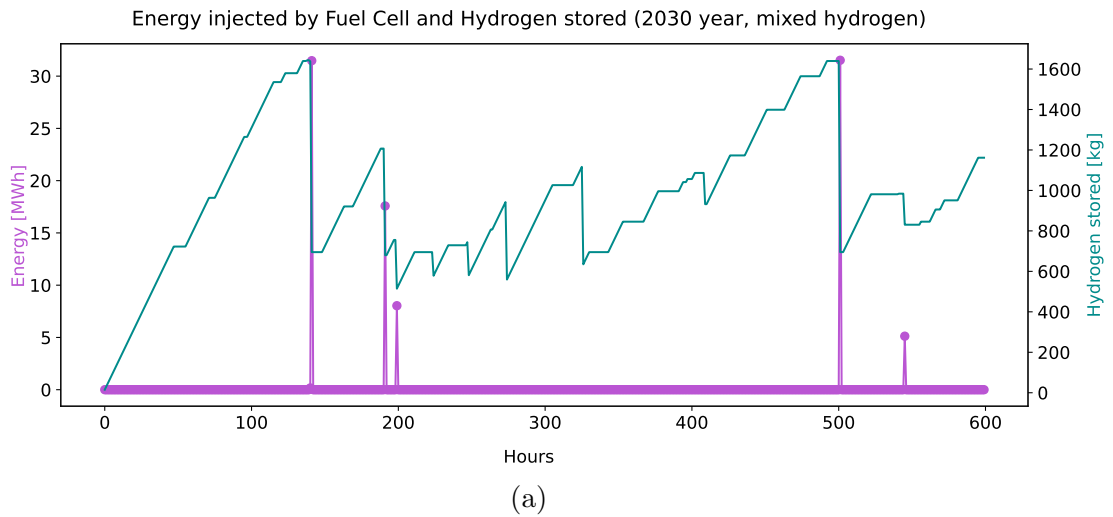


Figura A.2: (a) Energía inyectada por la celda de hidrógeno e hidrógeno almacenado para el año 2030, escenario de hidrógeno mixto. (b) Energía inyectada por la celda de hidrógeno e hidrógeno almacenado para el año 2030, escenario de hidrógeno verde.

Tabla A.1: Sensibilidad de precio en el año 2030, donde se utiliza un precio de venta del hidrógeno igual a 4 USD/kg

Sensibilidad de precio para el año 2030		Año 2030	
		Hidrógeno Mixto	Hidrógeno verde
Capacidades	P_{pv}^{MAX} [MW]	304	500
	P_e^{MAX} [MW]	126.48	245.14
	P_c^{MAX} [MW]	4.56	8.84
	H_{stored}^{MAX} [kg]	2124.25	1569.32
	P_{FC}^{MAX} [MW]	49.00	0
	P_{out} [MW]	100	100
	P_{firm} [MW]	100	100
Ingresos [USD]	Venta de Energía	5,246,188	5,036,200
	Venta de Hidrógeno	60,599,222	54,832,249
	Pago por Reservas	3,498,080	814,620
	Pago por potencia	10,050,660	10,050,660
	Total Ingresos	79,394,150	70,733,730
OPEX [USD]	Compra de Energía	17,232,810	-
	Costo de producción Hidrógeno	348,739	315,321
	Total OPEX	17,232,810	315,321
CAPEX [USD]	Panel Solar	19,757,880	32,500,000
	Electrolizador	10,055,162	19,488,765
	Compresor	3,092,173	5,993,204
	Almacenamiento	890,061	657,548
	Celda de Hidrógeno	3,141,423	0
	Transformador	213,000	213,000
	Total CAPEX	37,149,699	58,852,516
Total función objetivo		25,011,642	11,565,892