

**Identificación de Nuevos Modelos de Negocios
Duales, Energía e Hidrógeno Verde, para
Empresas Pequeñas y Medianas con Plantas
de Energías Renovables No convencionales
(ERNC)**

Informe Final

Diciembre de 2020

Rodrigo Moreno, Eduardo Pereira, Héctor Otárola,
Fernanda Bradford, Carlos Sepúlveda, Diego Alvarado.

Preparado para el Comité Solar e Innovación Energética CORFO



Tabla de Contenidos

1	Resumen ejecutivo	4
2	Introducción y antecedentes generales	10
3	Objetivos	11
4	Estimación de recortes de gran escala	12
4.1	Metodología de simulación de mercado	12
4.2	Escenario de mercado – carbono neutralidad	13
4.2.1	Supuestos principales	13
4.2.2	Resultados – etapa 1 planificación de largo plazo	16
4.2.3	Resultados – etapa 2 y 3 simulación de operación	16
4.3	Resultados volumen y ubicación de recortes	19
4.3.1	Estimación para plantas en operación	24
4.3.2	Modelos de negocio básicos	25
5	Estimación de recortes de pequeña escala	27
5.1	Determinación de subestaciones primarias de interés	27
5.1.1	Supuestos	27
5.1.2	Casos de estudio	28
5.1.3	Resultados obtenidos	29
5.2	Evaluación de negocios duales energía – hidrógeno para plantas PMGD	31
5.3	Resultados – modelo de negocios individual	33
5.4	Resultados – modelo de negocios cooperativo	39
5.5	Pymes ERNC beneficiadas	45
6	Posibles aplicaciones del hidrógeno verde y oportunidades de financiamiento	46
6.1	Aplicaciones del hidrógeno verde	46
6.1.1	Aplicaciones que utilizan hidrógeno como suministro	46
6.1.1.1	Refinerías	46
6.1.1.2	Elaboración de alimentos	46
6.1.1.3	Producción de metales	47
6.1.1.4	Producción de vidrio	47
6.1.2	Aplicación Power-to-X	47
6.1.2.1	Power-to-power	48
6.1.2.2	Power-to-liquid (PtL) fuels	49
6.1.2.3	Power-to-chemicals	49

6.1.3	Transporte	49
6.2	Aplicaciones en Chile del hidrógeno verde generado mediante PYMES ERNC	51
6.2.1	Illapel	52
6.2.2	El Manzano	53
6.2.3	Cauquenes	54
6.3	Ayudas financieras para proyectos de hidrógeno verde en Chile	56
6.3.1	CORFO – programa crédito verde	56
6.3.1.1	Tipo de financiamiento	56
6.3.1.2	Requisitos	56
6.4	Ley de investigación y desarrollo	57
6.4.1.1	Tipo de financiamiento	57
6.4.1.2	Requisitos	57
6.4.2	Green Climate Fund (GCF)	57
6.4.2.1	Tipo de financiamiento	58
6.4.2.2	Criterios de selección	58
6.4.3	Green Environmental Facility (GEF)	58
6.4.3.1	Tipo de financiamiento	59
6.4.3.2	Requisitos	59
6.4.3.3	Criterios de selección	59
6.4.4	Otros planes de financiamiento a mediano y largo plazo	60
6.4.4.1	Ministerio de Energía de Chile	60
7	Difusión	61
8	Reuniones sostenidas	61
9	Conclusiones	63
Anexo A	Estimación recortes anuales para plantas en operación	65

1 Resumen ejecutivo

Recientemente, el Ministerio de Energía de Chile ha lanzado la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, alineándose así con el esfuerzo de una serie de gobiernos para promover la producción de hidrógeno mediante fuentes locales de energías renovables. Chile, de hecho, presenta una posición privilegiada en términos de sus recursos renovables para la producción de energía eléctrica. Así, esta estrategia busca explotar esta posición con el fin de producir hidrógeno verde, un elemento altamente versátil y que puede servir, dentro del mismo sistema eléctrico, como solución de almacenamiento de corto, mediano y largo plazo, ya que se puede utilizar, una vez almacenado, para generar electricidad. Además, el hidrógeno puede venderse fuera del mercado eléctrico para una serie de aplicaciones, utilizándose como combustible en sectores industriales y de transporte, para hidrogenar alimentos, y para generar químicos como el amoníaco, entre otros.

En este contexto, este informe desarrolla un primer estudio que investiga la posibilidad de producir hidrógeno a partir de plantas duales, es decir, de plantas renovables que puedan generar tanto electricidad como hidrógeno, optimizando sus operaciones. El interés en este análisis se origina por los vertimientos o recortes que sufren plantas renovables actualmente, los que pueden aumentar la motivación por desarrollar dichos negocios duales.

Para lo anterior, se determinan los recortes de energías renovables tanto a gran escala como a pequeña escala (i.e., pequeños medios de generación distribuida, PMGD), con un foco particular en éstas últimas para establecer potenciales negocios duales. Se estudia en más detalle el último caso, identificando zonas prometedoras dentro de la red para dichos negocios. Para dichas zonas, también se identifican, de forma preliminar, potenciales sectores industriales que podrían estar interesados en la compra de hidrógeno a futuro. También, se sostuvieron entrevistas con varios actores del sector, cuyos aprendizajes se incluyen en este reporte.

Recortes en el mercado mayorista

Se realizaron simulaciones a futuro del sistema eléctrico a nivel de transmisión, con el fin de identificar la evolución óptima de las expansiones de generación y transmisión en el sistema eléctrico chileno. Junto con obtener las expansiones del sistema, se simularon las operaciones del despacho en un modelo altamente detallado (modelo horario de *unit commitment*, AMEBA) para estimar los vertimientos o recortes, los cuales se presentan en la Figura A. Estos recortes existen debido a que el objetivo de la expansión de la transmisión no es eliminar dichos recortes, sino que mantener los costos del sistema al mínimo nivel posible, lo que incluye un cierto nivel de vertimiento *justificado de forma económica*¹. Además, debido a que parte de la flota de generadores térmicos no es 100% flexible, es posible que ellos provoquen parte de los vertimientos producto de sus restricciones operativas (mínimos técnicos, tiempos mínimos de encendido/apagado, tasa de toma de carga pobre, contratos inflexibles de gas, etc.). Además, existen períodos con excesos de oferta producto de la alta disponibilidad de fuentes de generación con

¹ El planificador de la red de transmisión expande la capacidad de dicha red en la medida que los incrementos en los costos de inversión en transmisión sean más que compensados por los ahorros en los costos de operar el sistema. En el óptimo, no es posible seguir justificando más inversiones y esto llevará a un cierto nivel de vertimientos de generación renovable.

costo variable cero (producto de escenarios hidrológicos, deshielos, incluyendo además la presencia de gas inflexible).

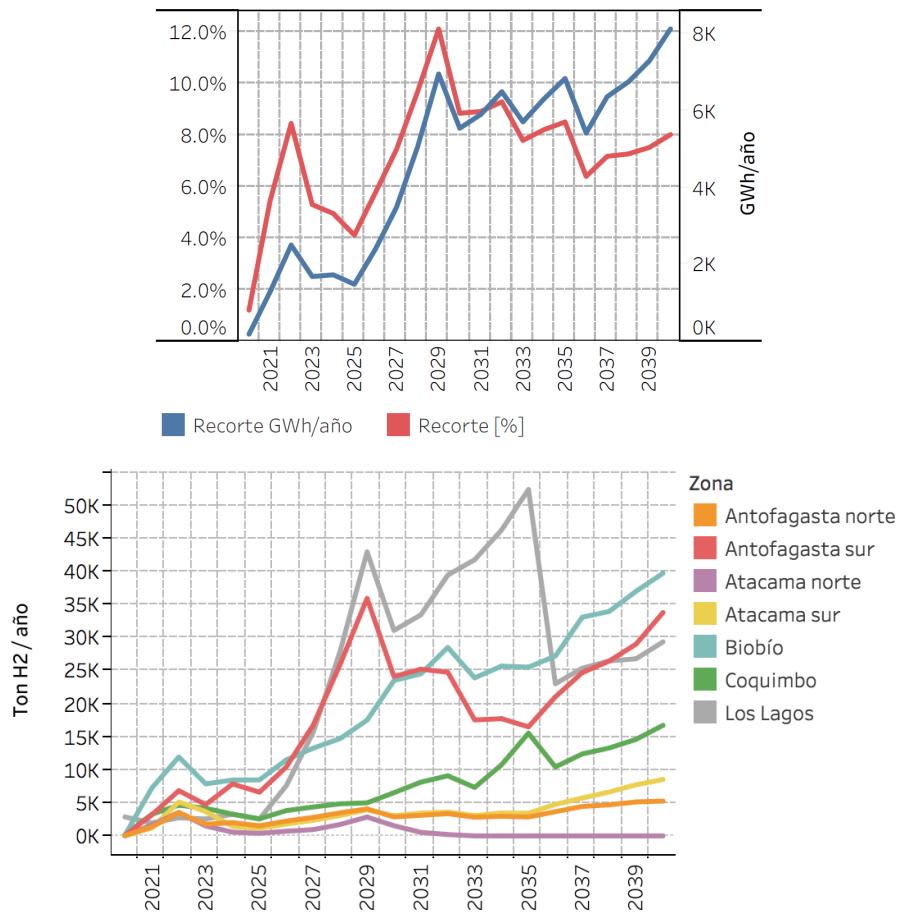


Figura A: Nivel de vertimientos o recortes en el Sistema Eléctrico Nacional y las producciones equivalentes de hidrógeno por zonas.

Si bien los recortes a nivel nacional – en términos de la cantidad potencial de hidrógeno que puede producirse a partir de estos– llegan a unas 100 mil ton/año hacia el año 2030, es importante considerar que esta energía recortada se encuentra distribuida a lo largo del sistema eléctrico chileno, por lo que no es posible concentrarla en un solo punto del sistema para poder generar hidrógeno en un gran complejo de producción. En este sentido, es importante considerar que hay tres zonas prometedoras según Figura A hacia el año 2030. La primera es la zona de la región de Los Lagos, con recortes asociados a unas 30 mil ton/año de hidrógeno, la que se encuentra principalmente asociada al desarrollo de energía renovable eólica. La segunda, la región del Biobío, con recortes asociados a unos 25 mil ton/año de hidrógeno, la que, también, se encuentra asociada al desarrollo de energía eólica. Finalmente, la tercera zona, la zona sur de Antofagasta, asociada a un gran desarrollo solar que podría presentar recortes del orden de 25 mil ton/año.

Recortes y negocios duales a nivel de distribución

La generación distribuida (i.e., conectada en redes de distribución) representa un caso especial debido a su marco regulatorio, el cual no permite aumentar la capacidad de las subestaciones primarias producto de una mayor instalación de PMGD. De hecho, los aumentos de capacidad en subestaciones primarias solamente se justifican, actualmente, por aumentos de demanda y no de generación. Esto origina un

riesgo importante de recortes en zonas con mucha presencia de PMGD. De las zonas con mayor riesgo, se identifican 25 subestaciones críticas que se presentan en la Tabla A, la que ilustra el porcentaje de vertimiento (con respecto al potencial de generación del conjunto de plantas consideradas). En particular, la Tabla A presenta los niveles de recortes para 6 casos (llamados “sensibilidades” en la Tabla A) donde se consideran distintos niveles (probables) de proyectos que se conectan. Tres zonas particularmente críticas que se identifican son: Illapel, El Manzano y Cauquenes.

Tabla A: Vertimientos o recortes de PMGDs por subestación primaria. Se indican solamente casos críticos y los escenarios seleccionados que barren las distintas posibilidades de concreción de proyectos.

S/E	Región	Capacidad S/E	Recortes en % de generación total								
			Capacidad PMGD			Sensibilidad 1	Sensibilidad 2	Sensibilidad 3	Sensibilidad 4	Sensibilidad 5	Sensibilidad 6
			Conectados	ICC	En estudios	0% SCR	0% SCR	0% SCR	0% SCR	50% SCR	100% SCR
			0% Est.	0% Est.	50% Est.	100% Est.	100% Est.	100% Est.	100% Est.	100% Est.	100% Est.
			50% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC
OVALLE	COQUIMBO	60	27	73	51	188		3.53%	12.78%	40.31%	55.04%
CAUQUENES	MAULE	16	0	15	27	63		5.95%	31.80%	58.83%	70.63%
MOLINA	MAULE	50	9	27	34	150				24.17%	45.13%
PUNITAQUI	COQUIMBO	40	12	30	30	90			9.28%	37.14%	52.54%
ILLAPEL	COQUIMBO	13	12	27	16	23	4.96%	29.25%	39.53%	47.22%	55.32%
SAN RAFAEL CGE	MAULE	16	3	9	12	69				30.53%	52.87%
VILLA ALEGRE	MAULE	11	9	0	12	48			11.27%	49.32%	65.07%
URIBE	ANTOFAGASTA	21	0	18	18	27			11.56%	32.48%	45.51%
QUIANI	ARICA Y PARINACOTA	11	0	18	12	27		5.56%	19.41%	42.05%	55.03%
CHACAHUIN	MAULE	43	0	54	45	30		4.43%	16.98%	24.29%	30.72%
QUEREO	COQUIMBO	13	8	15	12	27		5.97%	18.38%	29.64%	46.62%
COMBARBALA	COQUIMBO	5	4	14	12	12	19.75%	46.88%	58.70%	66.15%	71.31%
EL SAUCE	COQUIMBO	2	0	3	3	27		32.55%	47.13%	81.80%	88.87%
SAN CLEMENTE	MAULE	10	0	9	18	30			17.57%	41.41%	54.86%
QUINQUIMO	VALPARAÍSO	22	12	0	33	45			2.64%	21.74%	36.93%
QUIRIHUE	Bío Bío	24	0	12	15	42				23.72%	41.91%
CALDERA	ATACAMA	12	0	18	9	12		2.40%	15.58%	27.83%	39.54%
QUELENTARO	OHIGGINS	13	11	3	18	24		2.51%	19.04%	36.15%	47.60%
SAN CARLOS	Bío Bío	19	0	9	15	44				16.99%	37.79%
LA ESPERANZA	OHIGGINS	12	12	9	5	30			4.38%	29.72%	45.70%
EL MANZANO CGE	OHIGGINS	11	16	8	18	9	3.76%	12.18%	29.71%	41.89%	46.63%
											50.64%

Se estudiaron proyectos PMGD en desarrollo, que podrían complementarse con la instalación de un electrolizador *behind-the-meter*², el cual pudiera producir hidrógeno a partir de la generación eléctrica de la misma planta PMGD. Para zonas donde existe un riesgo alto de recortes, los estudios económicos demuestran que proyectos duales se podrían materializar a precios de hidrógeno relativamente bajos, del orden de 1.5 US\$/kg. Este es el caso, por ejemplo, del proyecto Casablanca de la empresa CVE Chile, ubicado en la subestación Illapel, el cual podría invertir en un electrolizador complementario a la planta eléctrica para precios tan bajos como 1.5 US\$/kg para un nivel de vertimientos del orden del 30% (con

² Se entiende por un electrolizador *behind-the-meter*, en este reporte, uno que no está conectado directamente al sistema, sino que a una planta eléctrica (la que si está conectada al sistema eléctrico). Por lo mismo, el electrolizador no compra energía eléctrica desde el sistema eléctrico, sino que desde la planta eléctrica respectiva. Desde el sistema, el complejo PMGD más electrolizador puede seguir simplificándose como un solo generador equivalente, ya que el complejo no absorbe energía eléctrica desde el sistema.

respecto a la disponibilidad del recurso para generar electricidad). Esto se puede observar en la Figura B, que ilustra el tamaño del electrolizador a construir como parte del proyecto Casablanca en función del precio de hidrógeno. En la figura, se presentan tres curvas para tres escenarios esperados de recortes. En este caso es posible demostrar que a mayor congestión (esperada) de la red, menor precio de hidrógeno que el inversionista está dispuesto a aceptar para invertir en un electrolizador que complementa a la planta eléctrica de generación. Aunque con distintos resultados numéricos, estas mismas tendencias fueron observadas en otros dos proyectos analizados de las empresas Flux Solar (Cauquenes) y Sphera Energy (Cabrerros). Más aún, es posible demostrar que para niveles de recortes superiores al 10%-15%, la TIR de los proyectos duales es más alta que la TIR del proyecto original (PMGD sin electrolización). Así, es posible concluir que el complemento de hidrógeno en proyectos de generación eléctrica puede brindar una cobertura valiosa (i.e., seguro) ante riesgos derivados de las limitantes de la red eléctrica (i.e., congestiones que lleven a vertimientos).

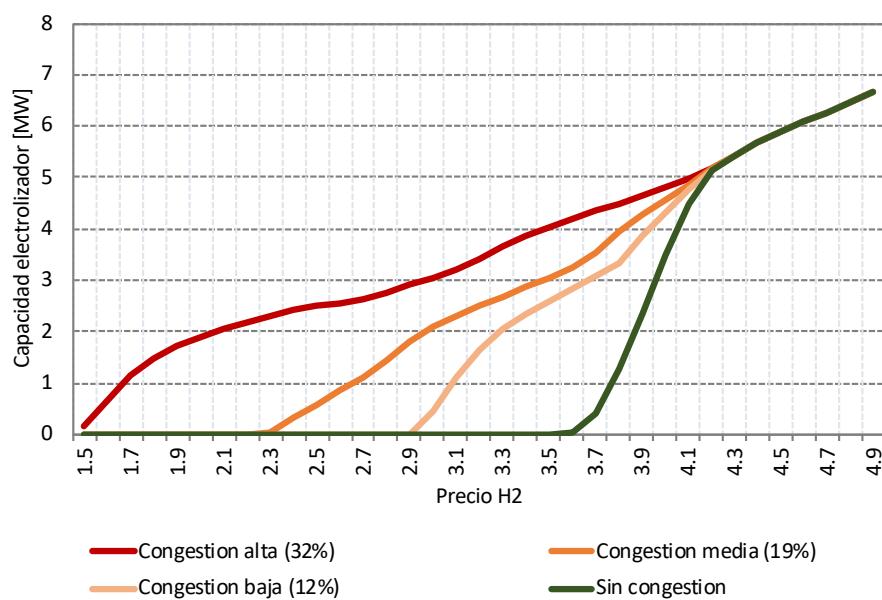


Figura B: Capacidad óptima de electrolizador en proyecto Casablanca/CVE para distintos precios de hidrógeno y distintos niveles esperados de recortes (en términos de porcentaje de energía total PMGD para ser generada).

También, se estudió la posibilidad de instalar un electrolizador comunitario en zonas específicas con recortes potencialmente altos a futuro (Illapel, El Manzano y Cauquenes). Así, este electrolizador zonal permitiría producir hidrógeno a partir de los recortes agregados de varias plantas y viabilizar un mayor nivel de proyectos PMGD. Aquí fue posible observar que precios de 2-3 US\$/kg de hidrógeno podrían originar una condición de equilibrio a futuro donde, a pesar de los cuellos de botella originados por subestaciones primaria, existan los incentivos para desarrollar una cantidad significativa de nuevos proyectos PMGD, donde una fracción de la capacidad de la planta se destine a producir electricidad y otra fracción a la producción de hidrógeno. Más aún, para las tres zonas analizadas (Illapel, El Manzano y Cauquenes), precios del orden de 3 US\$/kg podrían producir una integración total del potencial de proyectos PMGD futuros considerados (sin aumento de capacidad en las subestaciones primarias). Esto se ilustra en la Figura C, que muestra el nivel de desarrollo en nueva capacidad PMGD y electrolizadores para distintos precios de hidrógeno, en las tres zonas.

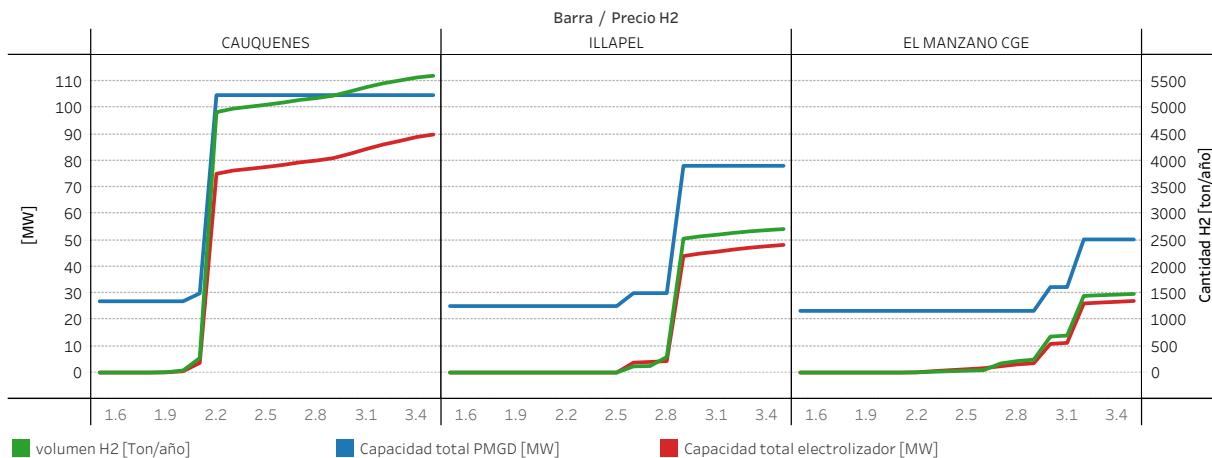


Figura C: Capacidad desarrollada en PMGD (azul), en electrolizadores (rojo), y la respectiva producción de hidrógeno (verde), que se gatillaría a distintos precios de hidrógeno. Precios en US\$/kg. Tres zonas analizadas.

Estos precios relativamente bajos de hidrógeno, que permitirían desarrollar proyectos atractivos, se explican por dos razones fundamentales:

- El costo marginal de la energía eléctrica utilizada para producir parte del hidrógeno es cercana a 0 US\$/MWh, ya que, de no aprovecharse para producir hidrógeno, no se podría utilizar para producir electricidad debido a las restricciones de la red eléctrica (subestaciones primarias).
- Las plantas duales presentan varios ingresos provenientes de varios mercados:
 - Ingresos por venta de hidrógeno
 - Ingresos por venta de energía a la red
 - Ingresos por pagos por suficiencia (mercado de capacidad)

A futuro se podrían considerar, además:

- Potenciales ingresos por prestación de servicios complementarios
- Potenciales ingresos por venta de oxígeno

Por el lado de la demanda de hidrógeno, se identifica la presencia de algunos rubros industriales en las zonas de Illapel, El Manzano y Cauquenes, que a futuro podrían representar una demanda importante de hidrógeno. Así, en la zona de Illapel, se identifican tres sectores relevantes como el sector de transporte terrestre, de extracción de minerales metalíferos, y el agrícola, con una presencia de mercado 9%, 5%, y 8% (con respecto a las ventas de toda la comuna), respectivamente. Este último mediante el uso de amoníaco. En el caso de El Manzano, comuna de Las Cabras, existe un futuro prometedor producto de la agricultura, que representa casi la mitad de la actividad económica de la zona (44%). Finalmente, la comuna de Cauquenes, nuevamente tiene una presencia importante de agricultura y silvicultura (con un 36%), pero además presenta oportunidades en el sector forestal (9%), el sector de transporte (5%), y la industria de alimentos (4%). En todos los casos anteriores, producto de la existencia de cuellos de botellas en las redes eléctricas, existen oportunidades para usar la producción de hidrógeno como medio de almacenamiento, de forma de utilizar el hidrógeno almacenado para producir electricidad e inyectarla de vuelta a las redes eléctricas en horas (sin congestión y) de alto precio. Esta aplicación específica, no obstante, podría significar un alza en los costos de inversión debido a la necesidad de almacenar y producir electricidad mediante un generador especial (motor de hidrógeno, celdas de combustible, etc.).

Ronda de entrevistas

Aparte del trabajo cuantitativo, este proyecto llevó a cabo una serie de entrevistas. De las reuniones con varios *stakeholders*, se extrajeron varias conclusiones interesantes que se enumeran a continuación:

- Existe un gran interés entre las empresas de generación renovable (de pequeña y gran escala) por los negocios asociados al hidrógeno, incluyendo plantas duales.
- Existe un grado de desarrollo diverso entre los inversionistas, desde un estado de interés inicial hasta inversionistas con proyectos avanzados.
- Con respecto a estos últimos, se identifica una barrera importante asociada a la demanda de hidrógeno, ya que los posibles compradores de este combustible actualmente se encuentran realizando sus actividades de la forma *business as usual*, utilizando alternativas tradicionales al hidrógeno. Se reconoce que esto requerirá un esfuerzo de toda la industria y del Estado.
- Se sugiere que el Estado coordine los esfuerzos que lleven a impulsar la demanda de hidrógeno, ya que para los desarrolladores de proyectos de (producción de) hidrógeno esto significa un esfuerzo significativo y fuera de su área de *expertise*.
- Se identifica una barrera importante en el financiamiento de proyectos de hidrógeno, especialmente para aquellos asociados a proyectos de pequeña y mediana escala (PYMES). En este sentido, la ronda de financiamiento anunciada por el Ministerio de Energía en su estrategia, debiera considerar también este aspecto.

A continuación, se presentan los detalles asociados al estudio resumido anteriormente.

2 Introducción y antecedentes generales

Con el fin de contribuir al desarrollo productivo sostenible en Chile, CORFO se encuentra trabajando en buscar iniciativas que permitan acelerar la implementación de proyectos que contribuyan a alcanzar la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) y la meta país de lograr la carbono neutralidad al 2050, como lo es el desarrollo de la industria del hidrógeno verde³ y sus derivados. Se espera que el impulso al desarrollo de esta nueva industria contribuya también a la reactivación sostenible del país fortaleciendo a las empresas existentes, generando empleos y nuevas empresas.

Durante el año 2019, el Comité Solar e Innovación Energética de CORFO contrató al Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) con el objetivo de generar una consultoría para proyectar el mercado eléctrico chileno bajo ciertas condiciones y escenarios hidrológicos, y obtener los precios de energía y potencia en un horizonte de evaluación de 20 años, al 2040, en aquellos nodos del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) donde están conectadas las centrales a carbón actualmente en operación.

Por otra parte, y de acuerdo al estudio “Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados”⁴, realizado el año 2019 por la Corporación de Desarrollo Tecnológico (CDT), esta nueva industria requerirá nuevas instalaciones de generación de energía, que solo para satisfacer el mercado interno de combustibles renovables e insumos industriales se estima en 7.100 MW de sistemas solares (FV) y capacidad que para el mercado de exportación deberá alcanzar los 84.000 MW de sistemas solares FV.

Los costos de hidrógeno verde para proyectos de aplicaciones en sectores energía, transporte e industria necesitan llegar a costos competitivos, excepto en aplicaciones de sustitución de diésel y en la industria de alimentos donde se estima que ya podrían ser competitivos. En este contexto, las energías renovables representan un insumo fundamental, pero se requiere poder acceder a estas a precios competitivos.

En esta línea, es habitual que a medida que se elevan los niveles de participación de energías renovables, una porción de estas no logra integrarse al sistema eléctrico completamente, debido a múltiples restricciones (transmisión, flexibilidad operacional, principalmente). Desarrollar modelos de negocios que permitan a las empresas ERNC que están sujetas a estos recortes, en particular aquellas de tamaño mediano o pequeño, redireccionar su energía para otras líneas de negocio, como por ejemplo, la producción de hidrógeno verde, puede transformarse en una oportunidad importante de crecimiento de esta industria.

Se requiere en primer lugar entender y dimensionar los recortes de ERNC que pueden darse a futuro, a fin de tener una estimación del tamaño del mercado. En segundo lugar, se requiere estudiar las posibles opciones de negocio alternativo a las que podrían acceder las empresas ERNC. Finalmente, se requiere disseminar estos resultados a la industria para que con su retroalimentación puedan tomarse acciones para fomentar el crecimiento de dicha industria. Este documento contiene la Propuesta Técnica del equipo Consultor para poder abordar este desafío.

³ Para efectos de este estudio se entenderá por hidrógeno verde el hidrógeno producido mediante electrólisis del agua utilizando 100% energía renovable.

⁴ <https://www.corfo.cl/sites/cpp/informespublicos>

3 Objetivos

El **Objetivo General (OG)** de este servicio es evaluar cuanto hidrógeno verde y sus derivados se podría producir desde las plantas ERNC, de grandes, pequeña y mediana escala, identificando aquellas con mayor nivel de recortes en el periodo 2020-2040, y cuales podrían desarrollar modelos de negocio duales de comercialización de una potencial matriz de productos, energía eléctrica, hidrógeno verde y sus derivados y/u oxígeno

En particular, los Objetivos Específicos del estudio son los descritos a continuación:

Objetivo Específico 1 (OE1): Identificar, dimensionar y proyectar el volumen y ubicación de recortes ERNC que se tendrían en el SEN en el periodo 2020-2040.

Objetivo Específico 2 (OE2): Identificar las plantas ERNC de grande, pequeña y mediana escala con mayores niveles de recortes, y validar las proyecciones de limitación, para explorar conjuntamente nuevos modelos de negocio, determinando cuantas PYMEs de generación eléctrica ERNC se podrían ver beneficiadas diversificando su matriz de venta (energía eléctrica, hidrógeno verde y sus derivados)

Objetivo Específico 3 (OE3): Difundir los resultados del estudio a diversos actores del ecosistema e identificar oportunidades de aplicación de los instrumentos de Corfo y potenciales sinergias entre sectores generación de energía y de producción de hidrógeno verde.

4 Estimación de recortes de gran escala

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de las estimaciones de recortes de generación eólico y solar para el periodo 2020-2040 para el mercado mayorista de energía. Cabe señalar que el escenario de mercado fue determinado en un estudio previo desarrollado por el Consultor⁵, presentándose en esta sección un resumen de la metodología empleada, de los supuestos utilizados y de resultados principales de la simulación de mercado.

Se presentan los recortes de generación a nivel agregado del mercado, como también a nivel de zonas particulares a lo largo de la red de transmisión nacional, identificando algunas plantas en operación en cada zona particular.

4.1 Metodología de simulación de mercado

Para proyectar el mercado eléctrico hacia el año 2040, el Consultor llevó a cabo un análisis prospectivo sobre el desarrollo futuro de la matriz eléctrica nacional a través del uso concatenado de diversos modelos de optimización, que forman parte integral de la plataforma de simulación AMEBA⁶.

El esquema general de dicha metodología se presenta en la figura siguiente.



Figura 1: Método de análisis de mercado de tres etapas.

La aplicación de estas tres etapas permite llevar a cabo el objetivo de proyectar el desarrollo futuro del mercado eléctrico y sus distintas variables como despachos, recortes, precios/costos marginales con detalle horario. En cada una de estas etapas, los modelos de optimización utilizados y sus objetivos particulares se resumen en la siguiente tabla.

⁵ Proyección de mercado eléctrico para reconversión de centrales a carbón. ISCI Diciembre 2019. <https://www.comitesolar.cl/wp-content/uploads/2020/05/Informe-Mercado-El%C3%A9ctrico-2020-final.pdf>

⁶ AMEBA Plataforma online de simulación de mercados eléctricos: www.ameba.cloud

Tabla 1: Resumen de la metodología de proyección del mercado eléctrico futuro.

1 Modelo de planificación de largo plazo	2 Modelo de Coordinación Hidrotérmica	3 Modelo de Unit Commitment
<ul style="list-style-type: none"> Resuelve el problema de encontrar cuál es el desarrollo futuro de la matriz de generación eléctrica Representación temporal reducida de etapas mensuales y 24 bloques de demanda Incluye, de manera aproximada, restricciones de la operación de corto plazo Representa los costos asociados a expandir la red de transmisión (co-optimización) 	<ul style="list-style-type: none"> Resuelve el problema de uso del agua embalsada ante incertidumbre hidrológica Representación temporal reducida, etapas mensuales y 12 bloques de demanda Se utiliza el modelo PLP, actualmente en uso por el Coordinador Eléctrico Nacional 	<ul style="list-style-type: none"> Resuelve el problema de determinar la operación hora a hora de las centrales del sistema, conforme las condiciones de borde que vienen de la etapa anterior Representa todas las restricciones relevantes del corto plazo como rampas, tiempos mínimos, mínimos técnicos, reservas en giro Se resuelve de manera secuencial, semana a semana, que es la práctica habitual

En otras palabras, el modelo de largo plazo de la etapa 1 determina la expansión de la matriz eléctrica a futuro, mientras que los modelos utilizados en las etapas 2 y 3 reproducen la forma actual de operación del sistema eléctrico chileno, donde el Coordinador Eléctrico Nacional lleva diariamente el proceso de coordinación hidrotérmica para, en primer lugar, decidir el valor estratégico del agua, y luego realizar un despacho de las unidades generadoras en consideración de las restricciones técnicas de corto plazo y con resolución horaria.

4.2 Escenario de mercado – carbono neutralidad

4.2.1 Supuestos principales

El escenario de mercado considerado para profundizar el análisis de recortes de generación ERNC corresponde al denominado “Escenario Carbono Neutralidad”. Este escenario se enmarca en la evaluación realizada por el Ministerio de Energía (ME)⁷ sobre las medidas de mitigación necesarias para que Chile transite hacia 2050 a la carbono neutralidad. Dentro del conjunto de medidas, además de incluir el cierre de las centrales a carbón, se consideran medidas de electrificación de las principales fuentes de emisión de gases de efecto invernadero. Las medidas consideradas son las siguientes:

- Electromovilidad: asume que al 2050 un 100% de los vehículos de transporte público son eléctricos (taxis, colectivos y buses urbanos) y un 58% de los vehículos particulares
- Hidrógeno verde: principalmente enfocado a sustituir la demanda por Diésel del transporte de carga (71% al 2050) y el uso motriz en industria (12% al 2050) y minería (37% minas a rajo abierto, 8% en minas subterráneas)

⁷ Noviembre 2019. Presentación “Medidas carbono neutralidad”. Ministerio de Energía y Ministerio del Medio Ambiente.

- Calefacción eléctrica residencial: se proyectan medidas de electrificación con un 57% de viviendas tipo casa y 70% en viviendas tipo departamento al 2050
- Electrificación motriz; supone una electrificación de usos motrices en distintas industrias, llegando entre un 52 y 67%.

Con estas medidas, hacia 2050 se tienen componentes adicionales de crecimiento de la demanda eléctrica, por sobre la referencia que contempla el tradicional análisis asociado al crecimiento económico del país. En la Figura 2 se presentan las estimaciones realizadas por el ME para la proyección futura de demanda eléctrica incluyendo estas componentes adicionales. De esta figura se desprende que ya a 2040, la demanda eléctrica total se encontrará muy cerca de los 150.000 GWh, duplicando el consumo proyectado para el presente año 2020. De este total, la demanda de referencia, sin estos consumos adicionales, es alrededor de un 20% menor.

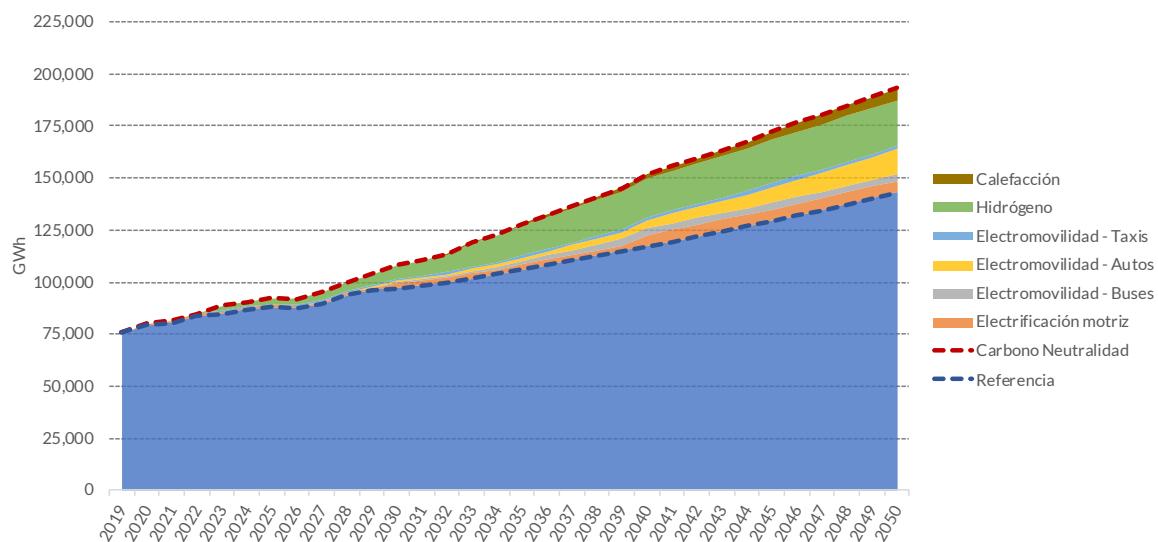


Figura 2: Demanda eléctrica total proyectada (referencia) y componentes adicionales por medidas de electrificación. Fuente: Ministerio de Energía.⁸

Las demandas adicionales de cada sector fueron caracterizadas a nivel horario, considerando perfiles de consumo tipo para cada sector y analizando su desagregación a nivel geográfico y estacional. Para el año 2030, en promedio, se agregan por sobre 2 GW de demanda durante las horas solares, alcanzando un máximo de casi 15 GW y desplazando el valor máximo de demanda hacia las horas solares, según se muestra en la Figura 3.

Dados los supuestos tomados, la componente asociada al hidrógeno dominará el consumo adicional de energía durante horas solares (sobre 85% del total), mientras que durante la madrugada se proyecta que el consumo asociado a la electromovilidad sea el de mayor importancia (sobre 75% del total).

⁸ Proyección de mercado eléctrico para reconversión de centrales a carbón. ISCI Diciembre 2019. <https://www.comitesolar.cl/wp-content/uploads/2020/05/Informe-Mercado-El%C3%A9ctrico-2020-final.pdf>

Con todo, hacia el año 2040, la demanda adicional promedio puede alcanzar valores de hasta 7 GW durante las horas solares, lo cual sumado a la demanda de referencia proyectada a ese año implica que se alcanza una demanda punta por sobre los 20 GW, como se muestra en la Figura 4.

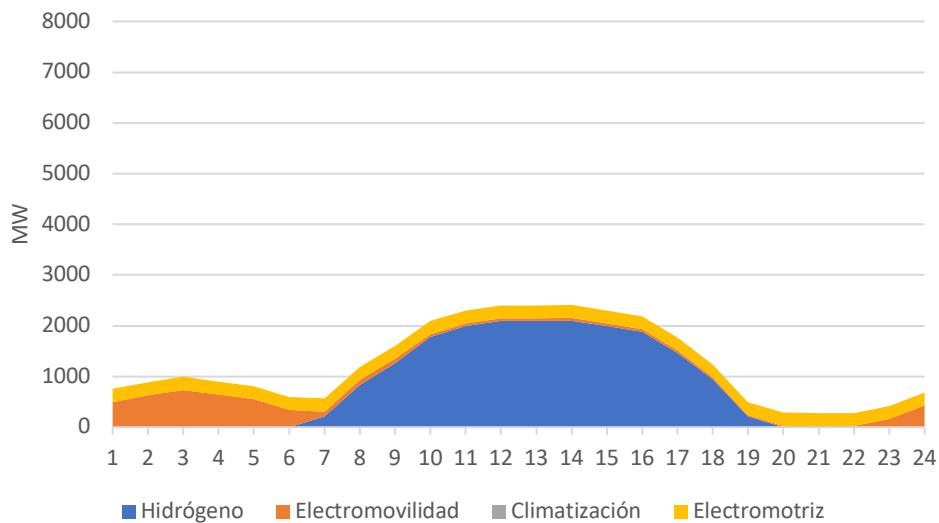


Figura 3 Demanda adicional por sector electrificado – año 2030. Fuente: Estudio “Proyección de mercado eléctrico para reconversión de centrales a carbón”.

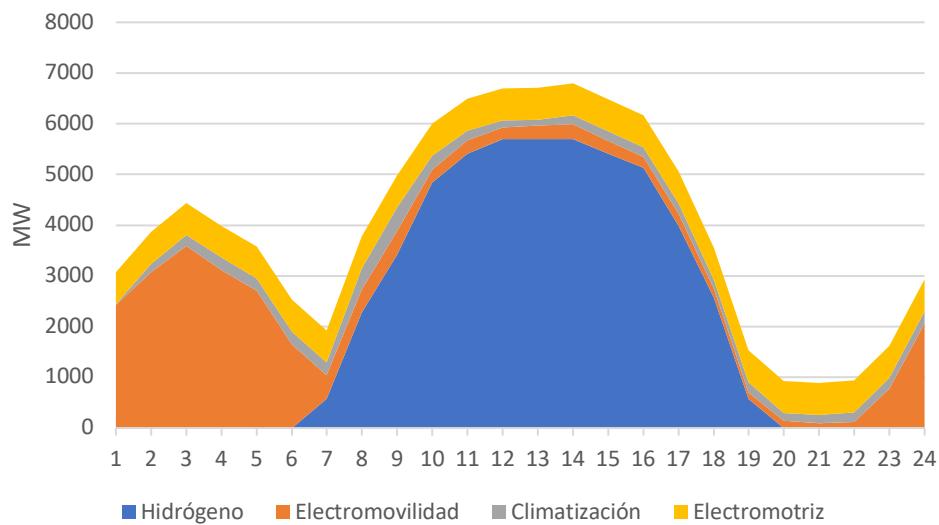


Figura 4 Demanda adicional por sector electrificado – año 2040. Fuente: Estudio “Proyección de mercado eléctrico para reconversión de centrales a carbón”.

4.2.2 Resultados – etapa 1 planificación de largo plazo

En consideración de los antecedentes anteriores de desarrollo de la demanda eléctrica, y la evolución de los proyectos de generación declarados en construcción, se ha llevado a cabo una actualización del ejercicio de planificación de largo plazo a fin de proyectar la oferta de generación en el periodo 2020-2040. Para ello, se han considerado los mismos supuestos en cuanto a (1) desarrollo basado en ERNC + almacenamiento (2) los costos bajos de desarrollo de las tecnologías y (3) programa de cierre de centrales carboneras a 2033. A estos supuestos se han agregado los consumos de energía adicionales proyectados, tanto a nivel de energía anual como en términos de perfiles horarios, en este escenario. En la Figura 5 se resumen los resultados del plan de expansión obtenido en el escenario carbono neutralidad (CN), mostrando la capacidad instalada de las tecnologías solar, eólico, carbón y almacenamiento en baterías.

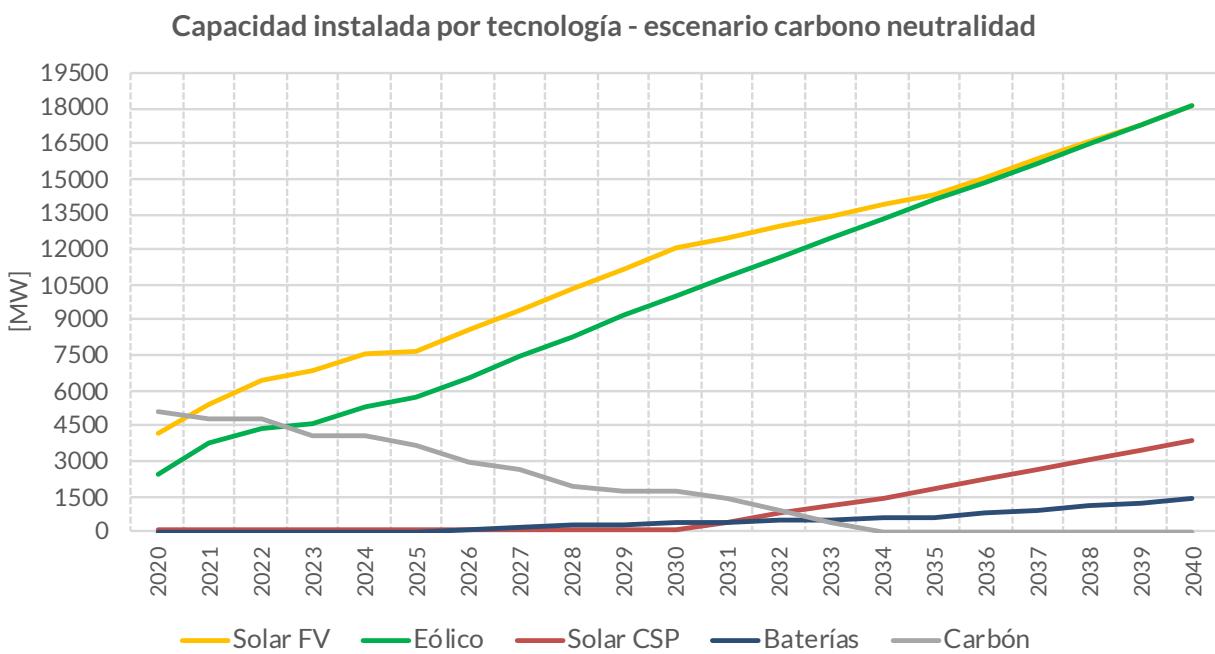


Figura 5: Capacidad instalada total de tecnologías solar fotovoltaica, eólica, solar CSP y almacenamiento en el escenario de carbono neutralidad. Fuente: elaboración propia en base a resultados de simulaciones.

El plan anterior presenta cambios en el desarrollo eólico-solar en el periodo 2020-2025 con respecto a las simulaciones del estudio anterior, debido al aumento de la cantidad de proyectos declarados en construcción que entrarían en operación en este periodo. En total, el plan de desarrollo considera un aumento adicional total de unos 2000 MW solar, y en torno a 1000 MW adicionales de energía eólica, al 2025. Luego, en el largo plazo, el desarrollo de estas tecnologías converge a valores similares a los determinados en el estudio anterior, en torno a los 18 GW de cada uno (ver Figura 5).

4.2.3 Resultados – etapa 2 y 3 simulación de operación

En esta sección se muestran los principales indicadores de la simulación del mercado eléctrico para el escenario carbono neutralidad. Estos son resultado de la aplicación de las etapas 2 y 3 de la metodología utilizada por el Consultor, no obstante, los resultados presentados en esta sección corresponden directamente a la etapa 3 de simulaciones horarias de la operación. En primer lugar, se presenta la

composición de la energía generada por tecnología a nivel anual en la Figura 6 y en la Figura 7 se presenta el perfil horario de generación⁹ donde se observa la composición horaria para algunos años seleccionados.

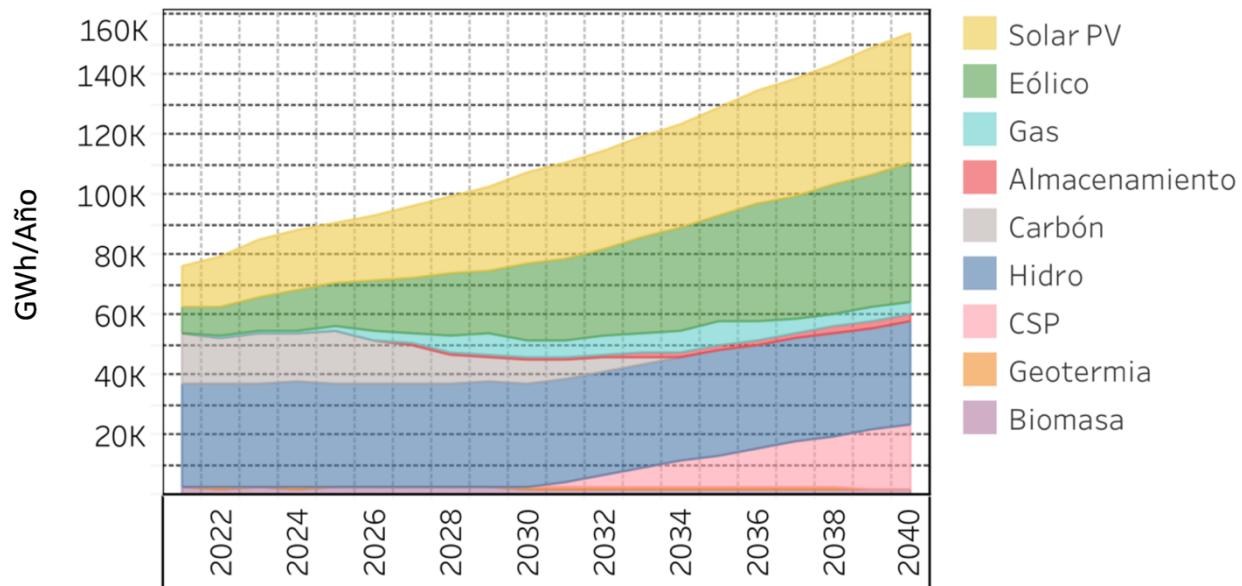


Figura 6: Energía generada por tecnología 2020-2040, valor esperado. Fuente: elaboración propia en base a resultados de simulaciones.

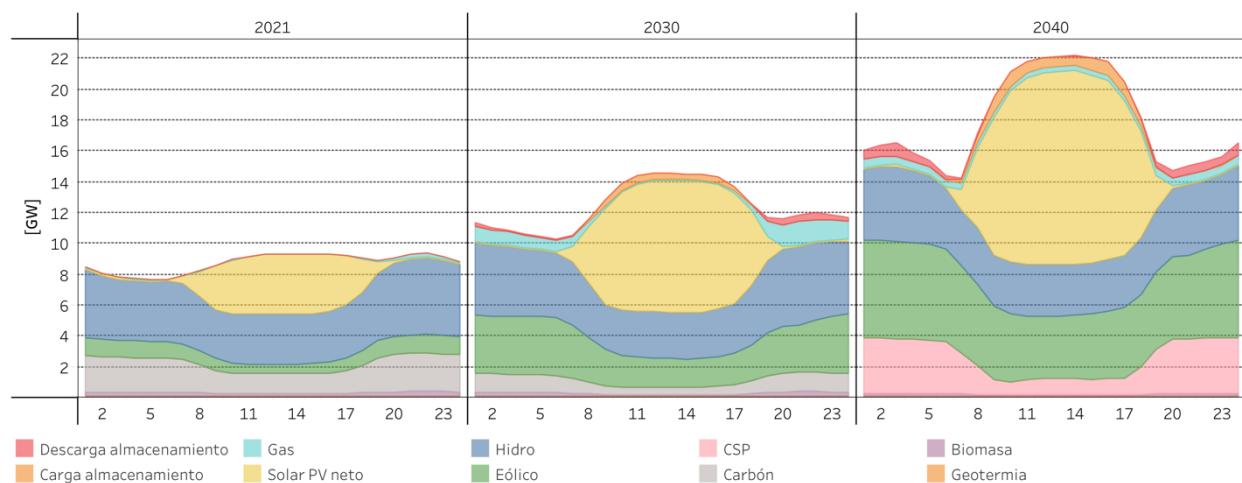


Figura 7: Perfiles horarios de energía generada por tecnología para los años 2021, 2030 y 2040. Fuente: elaboración propia en base a resultados de simulaciones.

⁹ Como perfil horario esperado se definen 24 valores por hora del día, calculando el promedio de la generación en cada hora (es decir, promedio de los 365 valores de cada día del año), además de tomar el promedio para todos los escenarios hidrológicos simulados:

- Probabilidad de excedencia 51%: año hidrológico 1969/1970, o año medio
- Probabilidad de excedencia 98%: año hidrológico 1998/1999, o año seco
- Probabilidad de excedencia 2%: año hidrológico 1972/1973, o año húmedo

A nivel anual, se observa notoriamente el periodo de disminución de generación en base a carbón hacia 2033, y una transición hacia un sistema soportado en energía solar, eólica y CSP, apoyado por la generación a gas en la transición. A nivel horario se puede apreciar el cambio en el patrón de consumo de energía, con un gran aumento en el consumo en horas solares y en la madrugada, motivados por la electrificación asociada a la producción de hidrógeno verde y de electromovilidad, respectivamente.

En la Figura 7 también se puede notar el ciclaje típico de las unidades a carbón y como va aumentando la penetración renovable en horas diurnas de la operación del sistema. Al mismo tiempo, notar como las unidades a carbón sincronizadas en la operación disminuyen al pasar los años y como por otro lado aumenta la participación de unidades de GNL en horas no diurnas.

Los despachos anteriores resultan en los costos marginales que se presentan en la Figura 8, donde se hace la diferencia en bloques horarios. Se observa que a medida que aumenta la profundidad del retiro de centrales a carbón, aumenta el uso del GNL en horas de madrugada y de punta, lo que tiene como consecuencia un aumento en la diferencia intradiaria del costo marginal.

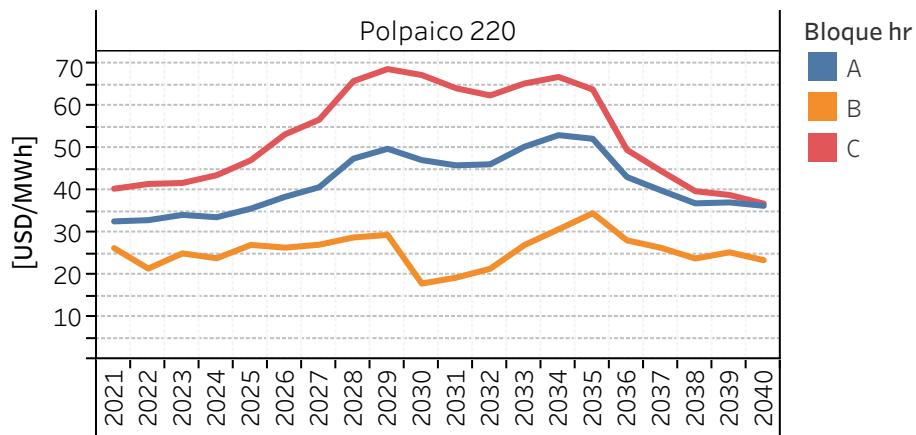


Figura 8: Costo marginal esperado anual por bloque horario (A madrugada, B solar, C noche). Fuente: elaboración propia en base a resultados de simulaciones.

4.3 Resultados volumen y ubicación de recortes

En la figura siguiente se presenta el volumen anual de recortes de energía eólica y solar que se estimó a partir de las simulaciones de mercado realizadas.

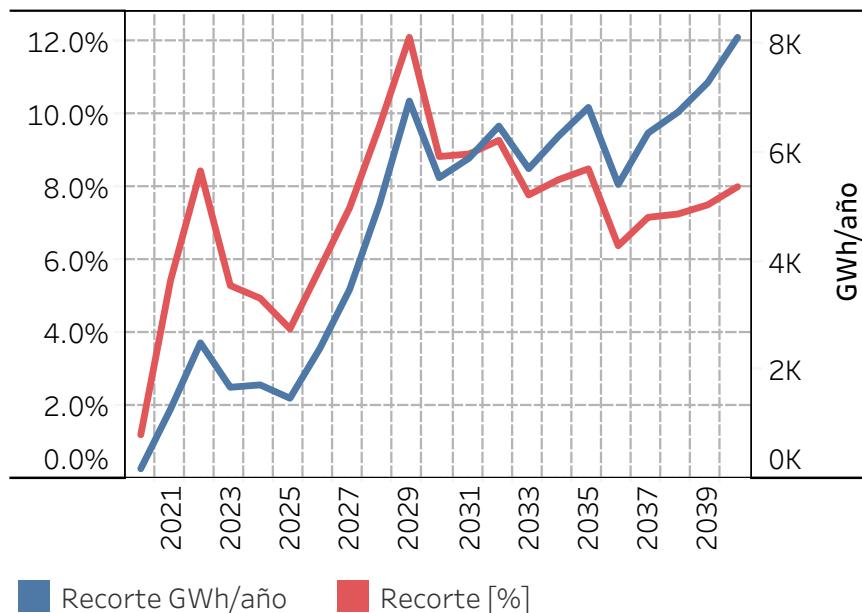


Figura 9: Recortes anuales de energía eólica y solar, en GWh y como % de la energía total generable. Fuente: elaboración propia en base a resultados de simulaciones.

Dada la masiva entrada de generación ERNC solar y eólica en el corto plazo, se estima que los recortes subirán hasta por sobre los 2000 GWh/8% anual en 2022. Luego, dada la entrada de refuerzos de transmisión en diversas zonas del país entre 2020 y 2024, los recortes bajan, aunque se mantienen por sobre el 4% anual, casi alcanzando los 2000 GWh.

Luego de esta transición, a medida que el desarrollo de ERNC a lo largo del país continua su aumento, hacia 2029 se proyecta el peak de recortes en términos porcentuales, superando ligeramente un 12% anual y en torno a 7000 GWh. En 2030, dada la entrada proyectada de refuerzos de transmisión importantes como el proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre o aquellos desde Charrúa hasta Chiloé, se proyecta una baja hasta un 9%. La tendencia de los recortes en el largo plazo se sitúa en torno a un 6% - 8%.

En el escenario de mercado proyectado se visualiza una presencia **permanente** de recortes como consecuencia de un sistema que alcanza casi un 98% esperado de abastecimiento mediante fuentes renovables variables a nivel anual. Dicha situación se debe a la variabilidad horaria y a la estacionalidad de estas fuentes, lo que conducirá a un exceso de generación ERNC en algunos meses y horas del año, mientras que en otros periodos se requeriría un aporte menor de tecnologías termoeléctricas como son ciclos abiertos o cerrados de gas para poder completar el abastecimiento de la demanda.

Esta condición no está sujeta al desarrollo de transmisión, sino que será algo estructural del abastecimiento del sistema con alto nivel de generación renovable variable. Esto puede visualizarse en la figura siguiente donde se muestra la generación por tecnología desagregada por mes y por bloque horario

(A madrugada, B solar, C noche).¹⁰ Puede apreciarse conforme pasan los años, la variabilidad interanual de la energía solar en el bloque B es creciente mientras que la demanda (envolvente de cada gráfico de área) no acompaña de la misma manera.

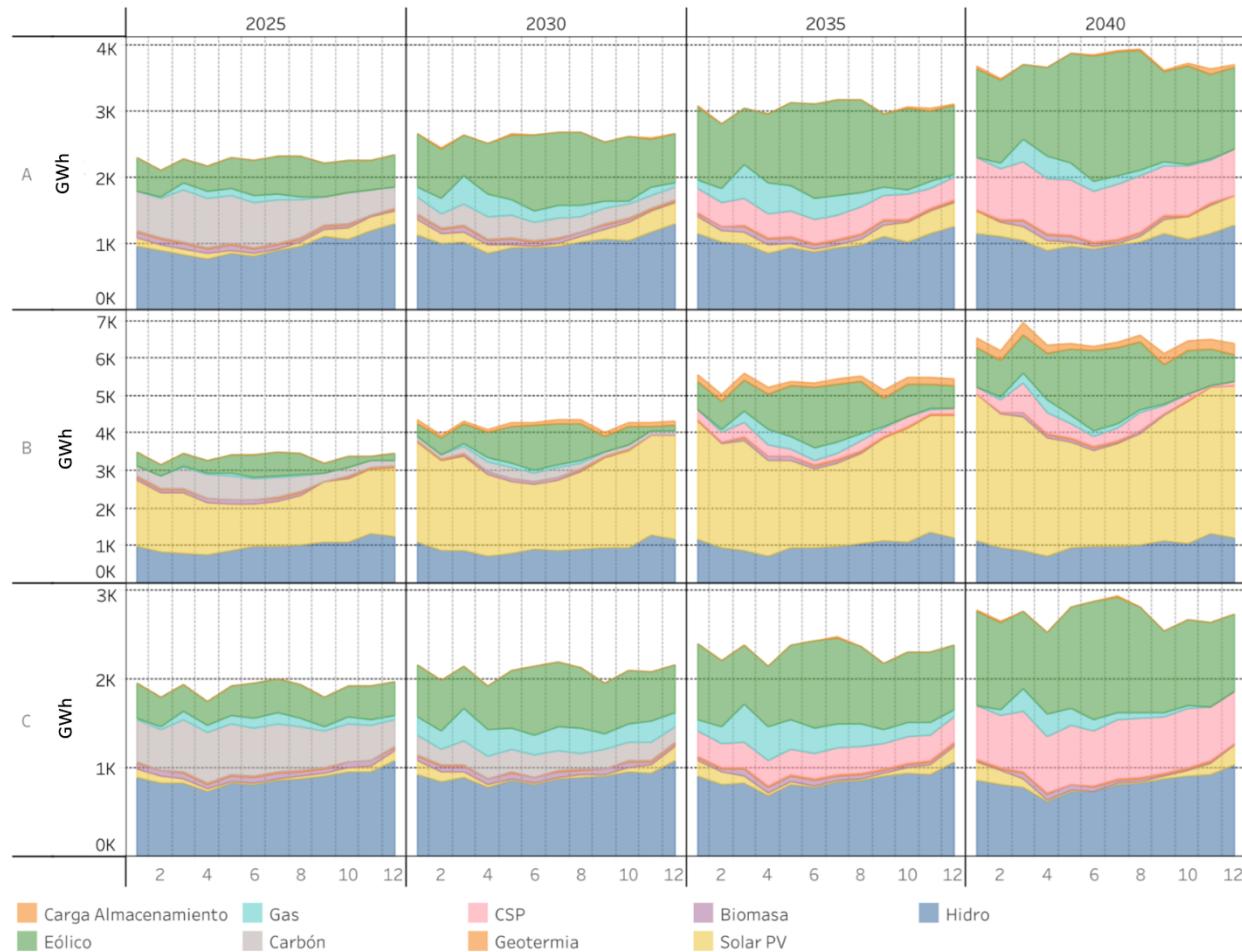


Figura 10: Generación mensual (la “K” simboliza miles de GWh) por tecnología para bloques horarios y los años 2025, 2030, 2035 y 2040. Fuente: elaboración propia en base a resultados de simulaciones.

Se observa por lo tanto que en meses como marzo y abril donde la hidroelectricidad llega a sus mínimos, así como en los meses de invierno donde es la energía solar está en sus valores mínimos, se requiere el apoyo de generación termoeléctrica y es posible entonces integrar casi en un 100% la energía ERNC, mientras que, por otro lado, en los meses de agosto en adelante, la generación eólica es fuertemente reducida dado el aumento de la energía solar y de la hidroelectricidad.

En términos de los volúmenes de hidrógeno posibles de generar con dichos recortes, se considera un electrolizador tipo PEM (Proton Exchange Membrane)^{11,12} para efecto de las eficiencias de conversión.

¹⁰ Bloque A (madrugada): 00:00 hrs hasta las 08:59 hrs; Bloque B (día): 09:00 hrs hasta las 17:59 hrs; Bloque C (noche): 18:00 hrs hasta las 23:59 hrs

¹¹ IEA. *The Future of Hydrogen*. Tech. rep. Paris, 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.

¹² Adam Christensen. “Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe”. Junio 2020. URL: https://theicct.org/sites/default/files/publications/final_icct2020_assessment_of_hydrogen_production_costs_v2.pdf

Considerando una eficiencia actual de 60%, se pueden producir **17.97 toneladas de hidrógeno por cada GWh** de energía eléctrica. Así, tomando en cuenta los recortes producidos a **nivel nacional** anteriormente presentados, en la Figura 11 se muestra la cantidad de hidrógeno anual equivalente. Se observa que los montos crecen rápidamente hasta en 2030 sobreponer la barrera de las 100 mil toneladas anuales.



Figura 11: Potencial producción anual de hidrógeno a partir de recortes de energía eléctrica solar y eólica (Estimada a partir de una eficiencia de conversión de 17.97 ton H2/GWh).

En relación a la ubicación de estos recortes a lo largo de la red de transmisión nacional, es preciso señalar que existen múltiples soluciones de asignación de los recortes a las plantas de generación individuales, dado que existen numerosas plantas que inyectan energía en un mismo nodo o en nodos aledaños, con un mismo efecto esperado a nivel sistémico. Los recortes estimados mediante las simulaciones de la operación corresponden a la solución de mínimo costo, no obstante, en una situación de recorte de generación eólico-solar, se reconoce que existen múltiples soluciones posibles de asignación que pueden inclusive incluir recortes a generación hidroeléctrica.

Por lo tanto, lo que se ha determinado a través de las simulaciones de mercado son aquellos **potenciales recortes futuros**, aunque el criterio de asignación particular de los recortes, una vez que la situación futura se manifieste en línea con los resultados presentados, pueden ser diferentes a los criterios actuales.

Para acotar los impactos de asignaciones particulares, el Consultor ha determinado agrupaciones de distintos nodos de la red donde plantas individuales son restringidas en su inyección, agregando los recortes de tecnologías eólico y solar, como medida para mitigar el efecto de asignación particular. Se han definido las siguientes zonas:

- Antofagasta norte: Nodos al norte de subestación Kimal (inclusive)
- Antofagasta sur: Nodos al sur de subestación Kimal, incluyendo la zona sur del antiguo sistema SING, y la subestación futura Parinas.
- Atacama norte: Nodos al norte de subestación Maitencillo
- Atacama sur: Nodos al sur de Maitencillo (inclusive) y norte de Punta Colorada
- Coquimbo: Nodos entre Punta Colorada y Los Vilos
- Biobío: Nodos en torno a la zona de Mulchén
- Los Lagos: Nodos en torno a zona de Puerto Montt, incluyendo Chiloé

Los volúmenes de recorte de energía a nivel georreferenciado, para los años 2021, 2025, 2029 y 2040, se pueden observar en la Figura 12. Se aprecia que cada zona se compone de distintos nodos del sistema cercanos, los cuales pueden distribuir el volumen de recortes según la metodología de asignación, reforzando de manera gráfica que pueden existir diversas soluciones a la asignación particular de recortes.

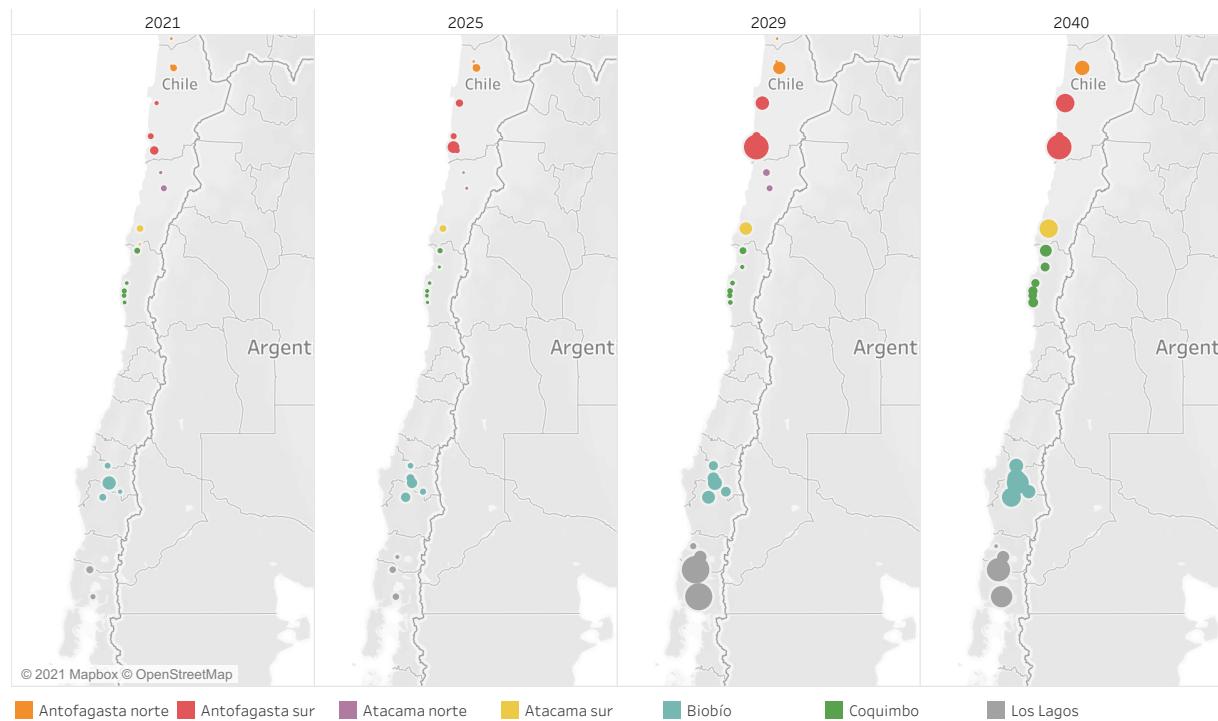


Figura 12: Volúmenes de recortes anuales identificados en cada zona geográfica definida.

En la Figura 13 siguiente se puede visualizar en términos de energía total, y en la Figura 14 a nivel porcentual, la desagregación horaria de los volúmenes de recortes por zona. Se observa en estas figuras que los recortes de mayor volumen se concentran en el horario solar para las zonas Antofagasta Sur, seguido de las zonas Biobío y Los Lagos, principalmente debido al gran desarrollo de generación eólica en estas zonas. En términos de los volúmenes totales de hidrógeno por cada zona, se presenta en la Figura 15 la estimación de la producción, siendo las zonas de Atacama Sur, Los Lagos y Biobío las de mayor volumen potencial.

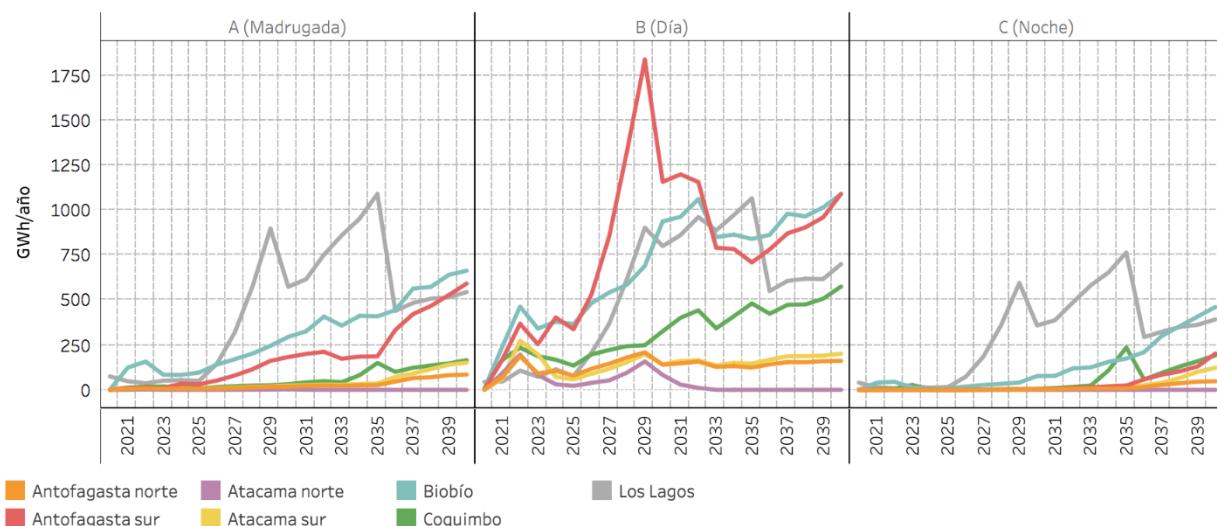


Figura 13: Volúmenes de recortes anuales identificados en cada zona geográfica definida, desagregados por bloque horario.

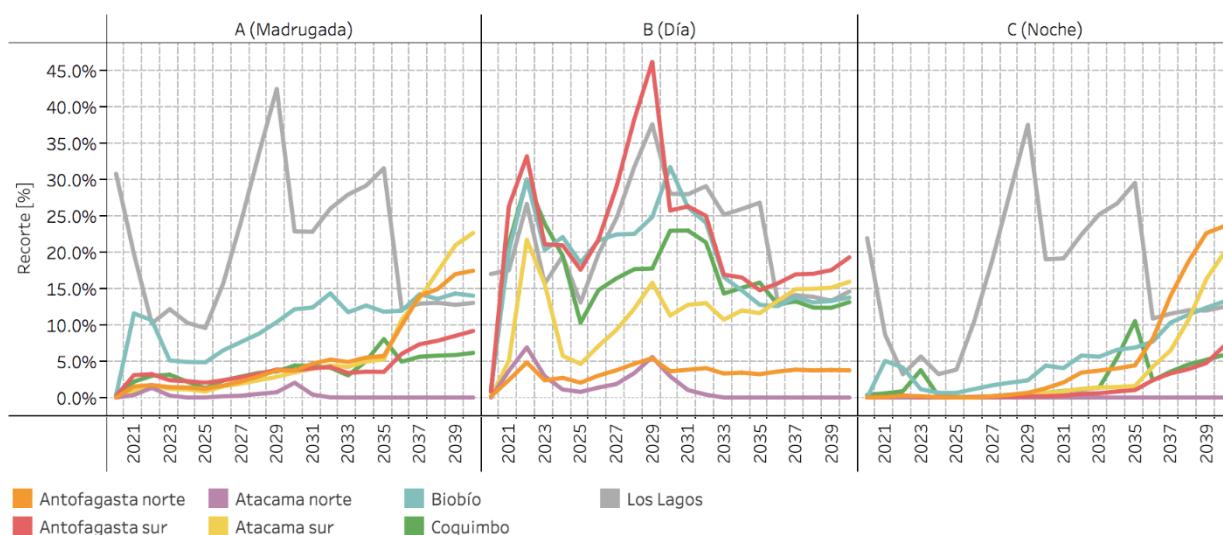


Figura 14: Porcentajes de recortes anuales identificados en cada zona geográfica definida, desagregados por bloque horario.

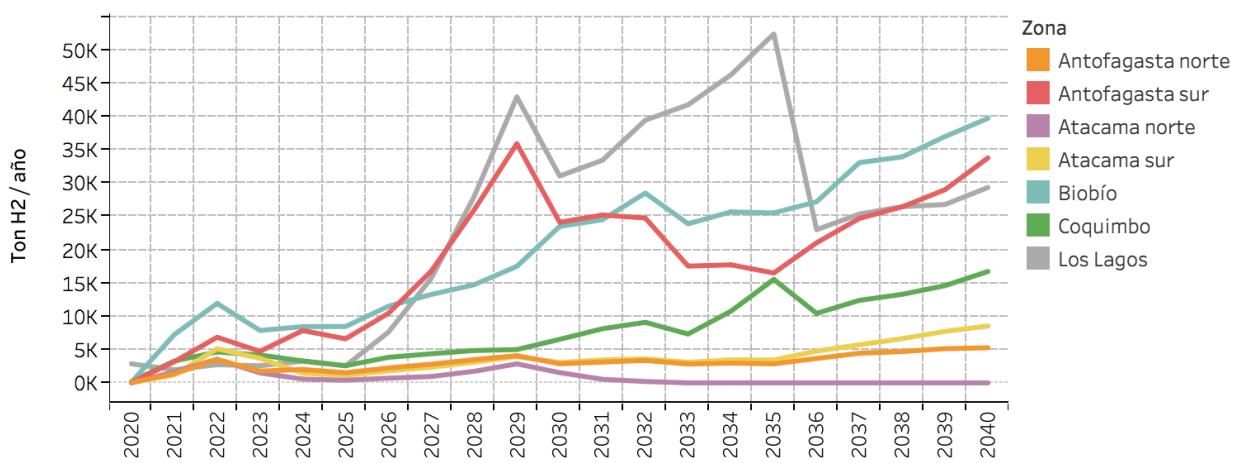


Figura 15: Potencial producción anual de hidrógeno a partir de recortes de energía eléctrica solar y eólica, por cada zona geográfica definida (Estimada a partir de una eficiencia de conversión de 17.97 ton H2/GWh).

4.3.1 Estimación para plantas en operación

La definición anterior de zonas y desagregación en distintos horarios del día permitirá realizar las estimaciones de recortes tanto para las distintas plantas existentes o aquellas que a futuro puedan desarrollarse. Por ejemplo, una planta solar deberá aplicar los porcentajes obtenidos para el bloque solar (bloque B) según la zona donde corresponda, o bien, un parque eólico debería aplicar los porcentajes según cuanta energía inyectaría en cada bloque horario dentro del año.

A modo de ejemplo de lo anterior, se presenta en la Tabla 2 siguiente un ejemplo de cálculo de recortes esperados para una planta solar fotovoltaica hipotética de 100 MW ubicada en el nodo Pan de Azúcar, correspondiente a la zona IV región costa, estimando las toneladas de hidrógeno que podrían producirse a partir de estos recortes.

Tabla 2: Recortes estimados para planta fotovoltaica tipo en nodo Pan de Azúcar (zona IV región costa) y producción estimada de hidrógeno (Estimada a partir de una eficiencia de conversión de 17.97 ton H2/GWh).

año	% Recorte anual	Recorte anual GWh	Ton H2
2021	21.25%	45.01	809.28
2022	30.06%	63.67	1144.79
2023	23.99%	50.81	913.56
2024	19.57%	41.45	745.27
2025	10.33%	21.88	393.4
2026	14.83%	31.41	564.75
2027	16.44%	34.82	626.06
2028	17.72%	37.53	674.79
2029	17.79%	37.68	677.49
2030	23.02%	48.76	876.7
2031	23.04%	48.8	877.42
2032	21.40%	45.33	815.03
2033	14.35%	30.39	546.41
2034	15.14%	32.07	576.62
2035	15.85%	33.57	603.59
2036	12.83%	27.18	488.7
2037	13.28%	28.13	505.78
2038	12.41%	26.29	472.69
2039	12.38%	26.22	471.44
2040	13.17%	27.9	501.64

Es necesario tener en cuenta que dicha producción anual de hidrógeno verde cuenta con un perfil horario de producción y con una variación estacional, según el tipo de planta y zona donde se ubique (en este caso ejemplo para una planta solar, se produce principalmente en las horas solares). En el Anexo A se presenta el detalle del cálculo para diversas plantas solares y eólicas en operación en cada una de las zonas definidas, así como también para algunas plantas que entrarán en operación en el sistema nacional en los próximos años.

4.3.2 Modelos de negocio básicos

Esencialmente se identifican dos modelos básicos de negocio duales de ventas de energía e hidrógeno los cuales permiten aprovechar los recortes locales de energía renovable, y que se distinguen por la interacción que tienen con la red y el mercado eléctrico.

Modelo sin interacción con la red (behind-the-meter)

Este modelo de negocio se basa en que la **energía eléctrica de una planta ERNC asociada es consumida para la producción de hidrógeno antes de la subestación elevadora, y siempre es inferior a la generación total**. En ningún momento se considera que la planta puede consumir energía de la red para producir hidrógeno.

Un ejemplo de esta aplicación incluye electrolizadores que solamente funcionan en las horas solares. En caso de que la producción de la planta ERNC sea superior al consumo de energía para la producción y/o almacenamiento de hidrógeno, se tienen excedentes que se inyectan a la red y que se valorizan a costo marginal o precio estabilizado según corresponda.

Este modelo de negocio considera que, en el caso de que la aplicación de hidrógeno requiera un suministro continuo con limitadas variaciones intradiarias, y la planta ERNC asociada sea de carácter variable (solar, eólico) pueda complementarse con un sistema de almacenamiento eléctrico (baterías u otro)

Potencialmente, la controlabilidad del consumo de energía para producción de hidrógeno podría considerarse como una alternativa para aumentar o disminuir la inyección neta a la red y así prestar también servicios complementarios, generando una línea de ingresos adicional.

Adicionalmente, en caso de que sea conveniente, los excedentes de energía local pueden almacenarse en forma de hidrógeno y luego ser convertidos a energía eléctrica, mediante alguna tecnología tipo celdas de combustible.

Así, se tendrían las siguientes líneas de ingresos:

- Ingresos por venta de hidrógeno
- Ingresos por pagos por suficiencia
- Ingresos por venta de excedentes de energía a la red
- Ingresos por prestación de servicios complementarios de aumento o disminución de inyección neta a la red

Este modelo de negocio tiene la ventaja de que no se enfrentan costos asociados al suministro eléctrico desde la red que son pagados por los consumidores.

Un reciente piloto de solución sin interacción con la red y con producción de energía eléctrica e hidrógeno corresponde a la planta híbrida de Cerro Pabellón de la empresa ENEL¹³. Esta planta cuenta con un sistema de energía solar fotovoltaica, baterías de litio para almacenar fluctuaciones de corta duración, y un sistema “power to power” basado en producción, almacenamiento de hidrógeno comprimido y posterior

¹³ Planta híbrida Solar PV-H2 Campamento Cerro Pabellón, Chile. Presentación de Enel Green Power en Mision Cavendish tour 2020. Jornada 4 macrozona norte - Oportunidades de Pilotaje y Proyectos de H2 en Chile (P2X) en Curso y Potenciales a Nivel Local. <https://clubdeinnovacion.com/cavendishtour-recursos/>

conversión a electricidad mediante una celda de combustible. Si bien en este caso, la planta no comercializa el hidrógeno generado para otra aplicación, sino que está pensado para almacenamiento de larga duración de los excesos de generación solar. No obstante, esta planta estaría habilitada para llevar a cabo una modalidad de negocio dual, o bien utilizar el hidrógeno en otra aplicación como reemplazo de consumo local de Diésel.

Modelo con interacción con la red (in-front-of-the-meter)

En este caso, la energía eléctrica para producir hidrógeno puede provenir de la red eléctrica de manera complementaria y/o desacoplada de la generación de una planta local, es decir, puede producirse hidrógeno a cualquier hora sin depender de la disponibilidad de energía en una planta ERNC.

Esto puede ser de utilidad en aplicaciones que requieren una continuidad en la energía eléctrica para el proceso de producción de hidrógeno tal que no sea compatible con la incertidumbre y variabilidad horaria/estacional asociada a la producción de una planta ERNC, o bien, que requiera apoyo en momentos particulares, donde las soluciones de almacenamiento local pueden no ser costo-eficientes.

Los ingresos corresponden a los mismos del modelo behind-the-meter (aunque se puede producir hidrógeno con un mayor grado de libertad al no depender de la producción de electricidad de la planta eléctrica asociada), pero en este caso existirán costos asociados al suministro eléctrico los cuales pueden estar cubierto mediante un contrato de suministro (PPA) con la planta ERNC local o incluso con un otro proveedor que no esté en el mismo nodo eléctrico. En este punto, se necesita tener en cuenta que un suministro desde el sistema directamente no garantizará que el hidrógeno producido sea en un cien por ciento en base a energía renovable.

Asimismo, dentro de los costos, tendrán que considerarse todos aquellos que están asociados al suministro de energía desde el sistema nacional, actualmente prorrateados a la demanda, tales como (ordenados según su nivel de relevancia) sistema de transmisión, servicios complementarios, servicio público, impuestos a emisiones, precio estabilizado, entre otros.

5 Estimación de recortes de pequeña escala

En esta sección se presenta una descripción de la metodología aplicada para abordar la determinación de recortes de energía ERNC a nivel de pequeños medios de generación distribuida (PMGD). En primer lugar se describen algunos de los supuestos principales y alcance del ejercicio a realizar. En segundo lugar, se presenta la metodología aplicada para realizar balances horarios de generación y demanda y así obtener una estimación de la congestión y consecuentes recortes en las distintas subestaciones primarias de distribución. Finalmente, para un subconjunto de subestaciones se calcula mediante un modelo matemático los volúmenes de recortes de energía y volúmenes de hidrógeno que podrían producirse en cada subestación, sensibilizando distintos parámetros como el precio de venta del hidrógeno, el costo de CAPEX del electrolizador tipo y el precio estabilizado.

5.1 Determinación de subestaciones primarias de interés

5.1.1 Supuestos

Se han considerado distintos supuestos y fuentes de información que se detallan a continuación:

- **Catastro de proyectos.** Se considera el estado de avance de los procesos de conexión de ENEL, Chilquinta y CGE, actualizados a agosto de 2020. Desde esta información se obtiene un catastro de los proyectos que podrían desarrollarse y llegar a conectarse a la red. Cabe señalar que estas tres empresas distribuidoras representan 88% de la participación en el mercado de distribución en el país.
- **Subconjunto de subestaciones primarias:** esencialmente aquellas donde existen proyectos en operación y/o con algún grado de desarrollo según las categorías anteriores. Por ejemplo, se descartan algunas subestaciones urbanas donde no hay
- **Capacidad de la subestación primaria:** obtenida como la suma simple de la capacidad de los transformadores de poder AT/MT, obtenidas desde la infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional
- **Demanda eléctrica horaria:** en base a la información levantada para el año 2019 obtenida de las transferencias económicas que publica el Coordinador¹⁴
- **Generación PMGD horaria:** obtenida para plantas conectadas desde el cálculo de reconocimiento de potencia de suficiencia¹⁵. Para plantas que no están en operación se considera la planta más cercana.

Un supuesto principal para el análisis de los recortes PMGD es que estos se dan a nivel local independientemente de lo que pase a nivel del sistema eléctrico nacional, dado que estarán asociados principalmente a la restricción de expansión de la subestación primaria y su capacidad de exportar energía hacia el sistema nacional. Actualmente en nuestra regulación no se contempla que la subestación primaria se adapte en capacidad a la generación PMGD (que se desarrollan relativamente rápido en uno o 2 años), sino que solo se adapta a los crecimientos de demanda (que son de dinámicas mucho más lentas). Esto

¹⁴Documentos de Mercado, Antecedentes de cálculo para las transferencias económicas. <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/antecedentes-de-calcular-para-las-transferencias-economicas/>

¹⁵ Documentos de Mercado, Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia. <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/potencia-de-suficiencia/calcular-definitivo-de-potencia-de-suficiencia/>

genera que en algunas zonas, donde se desarrollan muchos proyectos de generación PMGD, se puedan observar recortes de generación, una vez que se alcanza la capacidad de la subestación.

Metodología de estimación de recortes potenciales

Dados los datos recolectados anteriormente descritos, para cada subestación (SE) y hora (h) se calcula en primer lugar la inyección potencial PMGD total ($P_{TOTAL,h}$), considerando la suma de la generación horaria de cada uno de las plantas PMGD ($P_{g,h}$) en dicha subestación. Se incorpora en esta ecuación distintas tasas π que ponderan la generación horaria estimada para las plantas PMGD que aún no están conectadas a la red, las cuales están diferenciadas según su estado de desarrollo¹⁶.

$$P_{TOTAL,h} = \sum_{g \in \text{conectados}} P_{g,h} + \pi_{ICC} \cdot \sum_{g \in ICC} P_{g,h} + \pi_{Estudios} \cdot \sum_{g \in Estudios} P_{g,h} + \pi_{SCR} \cdot \sum_{g \in SCR} P_{g,h}$$

En caso que la inyección potencial supere a la demanda (DEM_h), se tiene una situación donde los flujos se dirigen hacia la subestación primaria y esta exporta energía hacia las zonas de transmisión zonal. Por lo tanto, en caso de que este flujo sea mayor a la capacidad de transformación de la subestación (CAP_{SE}) se requerirá restringir las inyecciones de las plantas PMGD, dando origen a los recortes de generación (REC_h). Este cálculo se realiza hora a hora y se expresa de la siguiente manera:

$$P_{TOTAL,h} > CAP_{SE} + DEM_h \rightarrow REC_h = P_{TOTAL,h} - CAP_{SE} - DEM_h$$

Naturalmente, a medida que se concreten mayor cantidad de proyectos, la potencia total crecerá y se tendrá un mayor nivel de recortes. Esto puede calcularse modificando las tasas π las cuales pueden ir entre 0% y 100%. Mediante este *proxy* se puede estimar la inyección total PMGD -y consecuentes recortes de ser necesario- dada una cierta tasa de materialización de proyectos que no están aún conectados.

5.1.2 Casos de estudio

Se han considerado diversos casos de estudio que emulan hipotéticas situaciones de conexión de nuevos proyectos en cada subestación, las cuales se capturan variando las tasas π . Se han creado 6 sensibilidades cuyos valores de las tasas van creciendo gradualmente, y se resumen en la tabla siguiente.

Tabla 3: Sensibilidades a tasas de materialización de proyectos según su estado de desarrollo

Caso	π ICC	π Estudios	π SCR
Sensibilidad 1	50%	0%	0%
Sensibilidad 2	100%	0%	0%
Sensibilidad 3	100%	50%	0%
Sensibilidad 4	100%	100%	0%
Sensibilidad 5	100%	100%	50%
Sensibilidad 6	100%	100%	100%

¹⁶ Existen cuatro estados principales: (1) Conectado a la red, (2) Con Informe criterios de conexión (ICC) (3) En estudios (4) Solicitud de conexión a la red (SCR)

5.1.3 Resultados obtenidos

En la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos para el cálculo de recortes (en MWh totales por año) en cada sensibilidad, considerando una proyección a 2021 de la demanda horaria. Para efectos de presentar los resultados en este reporte, se filtran las 25 subestaciones más críticas (según la sensibilidad 6) desde las cuales se escogerá un subconjunto reducido.

Los resultados indican que existen subestaciones que con poco nivel de penetración adicional comienzan a tener recortes (por ejemplo en sensibilidades 1 y 2 sólo con proyectos ICC). Desde el punto de vista de la distribución geográfica, las tres regiones con mayores recortes son Coquimbo, O'Higgins y Maule.

Tabla 4: Recortes de energía de plantas PMGD estimados para 2021 en cada sensibilidad para las 25 subestaciones más críticas.

S/E	Región	Capacidad S/E	Recortes - MWh									
			Capacidad PMGD			Sensibilidad 1			Sensibilidad 2			
			Conectados	ICC	En estudios	0% SCR	0% SCR	0% SCR	0% SCR	50% SCR	100% SCR	
			0% Est.	0% Est.	50% Est.	100% Est.	100% Est.	100% Est.	100% Est.	100% Est.	100% Est.	
			50% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC	
OVALLE	COQUIMBO	60	27	73	51	188			9193	40546	210664	400597
CAUQUENES	MAULE	16	0	15	27	63			5328	42015	136063	233395
MOLINA	MAULE	50	9	27	34	150					77020	218036
PUNTAQUI	COQUIMBO	40	12	30	30	90				15799	102558	200711
ILLAPEL	COQUIMBO	13	12	27	16	23	2977	26840	43761	61223	86692	112508
SAN RAFAEL CGE	MAULE	16	3	9	12	69					39106	107665
VILLA ALEGRE	MAULE	11	9	0	12	48				5189	48644	98389
URIBE	ANTOFAGASTA	21	0	18	18	27				13121	50677	90393
QUIANI	ARICA Y PARINACOTA	11	0	18	12	27			3832	16728	52545	90103
CHACAHUIN	MAULE	43	0	54	45	30			7430	36855	60626	86682
QUEREO	COQUIMBO	13	8	15	12	27		3229	12537	24399	53185	83147
COMBARBALA	COQUIMBO	5	4	14	12	12	5152	20048	33390	46967	60694	74511
EL SAUCE	COQUIMBO	2	0	3	3	27			3446	6653	37524	68987
SAN CLEMENTE	MAULE	10	0	9	18	30				10404	38141	68578
QUINQUIMO	VALPARAÍSO	22	12	0	33	45				2404	29667	67184
QUIRIHUE	Bío Bío	24	0	12	15	42					25137	63852
CALDERA	ATACAMA	12	0	18	9	12		1364	11049	23690	41137	58906
QUELEN TARO	OHIGGINS	13	11	3	18	24			1264	13357	34800	58239
SAN CARLOS	Bío Bío	19	0	9	15	44					17291	56902
LA ESPERANZA	OHIGGINS	12	12	9	5	30				2449	26367	55549
EL MANZANO CGE	OHIGGINS	11	16	8	18	9	1544	6032	20413	36816	45322	53928

A nivel porcentual, los resultados se presentan en la Tabla 5. Se visualiza que los recortes pueden llegar al 88% de la energía generable, siendo significativo en algunas subestaciones a niveles bajos de desarrollo, dado que el estado inicial es muy cercano a la saturación.

Tabla 5: Porcentaje de recortes de energía de plantas PMGD (con respecto a potencial total) estimados para 2021 en cada sensibilidad para las 25 subestaciones más críticas.

S/E	Región	Capacidad S/E	Recortes en % de generación total									
			Capacidad PMGD			Sensibilidad 1	Sensibilidad 2	Sensibilidad 3	Sensibilidad 4	Sensibilidad 5	Sensibilidad 6	
			Conectados	ICC	En estudios	0% SCR	0% SCR	0% SCR	0% SCR	50% SCR	100% SCR	
			0% Est.	0% Est.	50% Est.	100% Est.	100% Est.	100% Est.	100% Est.	100% Est.	100% Est.	
		50% ICC		100% ICC		100% ICC		100% ICC		100% ICC		
OVALLE	COQUIMBO	60	27	73	51	188			3.53%	12.78%	40.31%	55.04%
CAUQUENES	MAULE	16	0	15	27	63			5.95%	31.80%	58.83%	70.63%
MOLINA	MAULE	50	9	27	34	150					24.17%	45.13%
PUNITAQUI	COQUIMBO	40	12	30	30	90				9.28%	37.14%	52.54%
ILLAPEL	COQUIMBO	13	12	27	16	23	4.96%	29.25%	39.53%	47.22%	55.32%	61.22%
SAN RAFAEL CGE	MAULE	16	3	9	12	69					30.53%	52.87%
VILLA ALEGRE	MAULE	11	9	0	12	48				11.27%	49.32%	65.07%
URIBE	ANTOFAGASTA	21	0	18	18	27				11.56%	32.48%	45.51%
QUIANI	ARICA Y PARINACOTA	11	0	18	12	27			5.56%	19.41%	42.05%	55.03%
CHACAHUIN	MAULE	43	0	54	45	30			4.43%	16.98%	24.29%	30.72%
QUEREO	COQUIMBO	13	8	15	12	27		5.97%	18.38%	29.64%	46.62%	57.02%
COMBARBALA	COQUIMBO	5	4	14	12	12	19.75%	46.88%	58.70%	66.15%	71.31%	75.09%
EL SAUCE	COQUIMBO	2	0	3	3	27			32.55%	47.13%	81.80%	88.87%
SAN CLEMENTE	MAULE	10	0	9	18	30				17.57%	41.41%	54.86%
QUINQUIMO	VALPARAÍSO	22	12	0	33	45				2.64%	21.74%	36.93%
QUIRIHUE	Bío Bío	24	0	12	15	42					23.72%	41.91%
CALDERA	ATACAMA	12	0	18	9	12		2.40%	15.58%	27.83%	39.54%	47.91%
QUELENTARO	OHIGGINS	13	11	3	18	24			2.51%	19.04%	36.15%	47.60%
SAN CARLOS	Bío Bío	19	0	9	15	44					16.99%	37.79%
LA ESPERANZA	OHIGGINS	12	12	9	5	30				4.38%	29.72%	45.70%
EL MANZANO CGE	OHIGGINS	11	16	8	18	9	3.76%	12.18%	29.71%	41.89%	46.63%	50.64%

En vista de los resultados anteriores, se ha determinado en base a distintos criterios, como (1) diversidad por región (2) niveles de recortes importantes a bajos valores de penetración PMGD, que las subestaciones de interés sobre los cuales se profundizará el análisis de producción de hidrógeno a partir de recortes serán:

- Cauquenes
- Illapel
- El Manzano CGE

5.2 Evaluación de negocios duales energía – hidrógeno para plantas PMGD

En la sección anterior se han encontrado aquellas subestaciones que, dado un nivel de penetración de proyectos PMGD, enfrentarían (con alta probabilidad) recortes producto de la congestión en la subestación primaria. El análisis anterior no determina cuantos proyectos del *pool* considerado podrían efectivamente llegar a conectarse, ni tampoco permite entender la interacción con la producción de hidrógeno a partir de generación local.

Mediante la ayuda de un modelo matemático se intenta dar respuesta a estas interrogantes, para así entender como a medida que se varían parámetros como, por ejemplo, el precio de venta de hidrógeno, se viabiliza por un lado la producción de hidrógeno y la conexión de nuevas plantas PMGD que desarrollan modelos duales energía/hidrógeno. Se analizan dos modelos de negocios, los cuales esquemáticamente se resumen en la Figura 16, y cuyo enfoque se detalla a continuación.

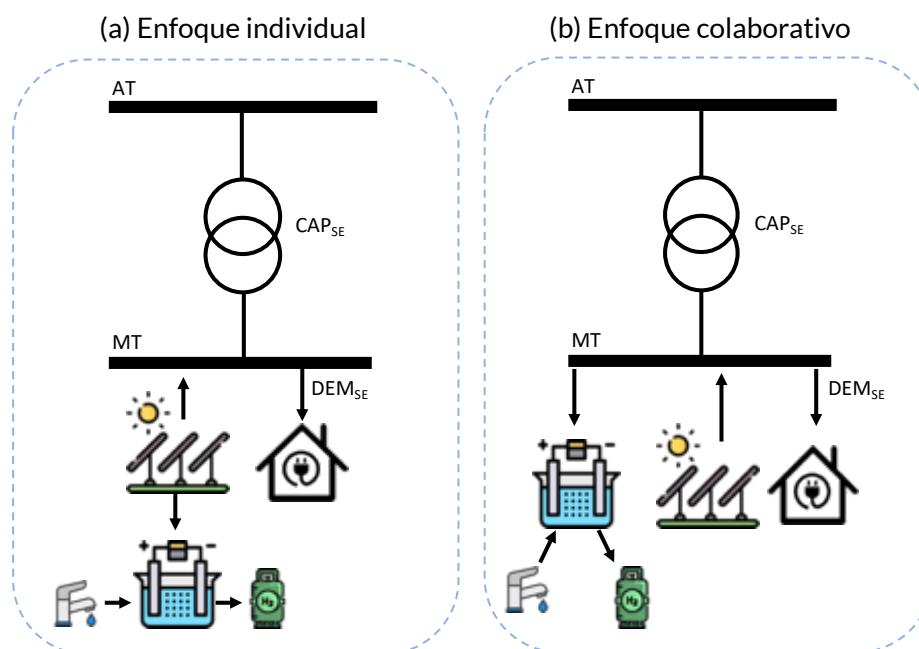


Figura 16: Esquema de conexión de plantas PMGD y electrolizador *behind-the-meter* en caso (a) enfoque individual (b) enfoque colaborativo.

Enfoque individual: Un primer modelo de negocios considera un enfoque individual, focalizado en un proyecto PMGD dado. Así, se busca maximizar la utilidad esperada de este proyecto, tanto por venta de energía a precio estabilizado, como por venta de hidrógeno, incluyendo los costos de desarrollar y operar un electrolizador. Este electrolizador funciona *behind-the-meter*, es decir, no consume energía desde la red y solo utiliza la energía generada por la central PMGD, apuntando a reducir la cantidad de recortes. Es decir, el complemento de H₂ actúa como una cobertura ante el riesgo de recortes futuros en la red.

En este enfoque, se consideran escenarios posibles de recortes de energía que podrían tenerse durante la vida útil del proyecto, los cuales se ponderan dentro del modelo de optimización para maximizar la utilidad esperada.

Enfoque cooperativo: Un segundo modelo de negocios considera un enfoque cooperativo, donde se produce hidrógeno mediante la instalación de un electrolizador comunitario que utiliza energía agregada de las distintas plantas PMGD conectadas a una subestación primaria. Se busca maximizar la utilidad esperada del conjunto de plantas PMGD, tanto por venta de energía a precio estabilizado, como por venta de hidrógeno, incluyendo los costos de desarrollar y operar el electrolizador, así como los costos de desarrollar nuevas plantas PMGD.

En este enfoque, se estudia, además, el desarrollo de nuevos PMGDs en la zona, a pesar de las limitantes de la SS/EE primaria. El modelo determina tanto la capacidad del electrolizador que produce hidrógeno a partir de los recortes totales que se producen por todos los PMGD, como la capacidad de PMGD que se desarrolla de manera adicional.

El modelo a utilizar en cada enfoque se define en su función objetivo, variables de decisión y restricciones de la siguiente manera:

Tabla 6: Descripción de modelos matemáticos a utilizar según cada caso de estudio.

Modelo individual		Modelo colaborativo
Función objetivo	Maximizar: Venta a precio estabilizado + Venta de producción de hidrógeno - Costo de CAPEX y OPEX Electrolizador	Maximizar: Venta a precio estabilizado + Venta de producción de hidrógeno - Costo de CAPEX de PMGD - Costo de CAPEX y OPEX Electrolizador
Decisiones (variables del modelo)	- Capacidad de electrolizador asociado a proyecto en evaluación - Producción de hidrógeno hora a hora - Ventas de energía a la red hora a hora	- Expansión de PMGDs a conectar - Capacidad de electrolizador comunitario - Producción de hidrógeno hora a hora - Ventas de energía a la red hora a hora
Restricciones (hora a hora)	- Balance de inyección neta de energía, en SS/EE primaria - Límite de capacidad de la SS/EE primaria para restringir ventas de energía a la red - Venta de energía a precio estabilizado y producción de hidrógeno sujeto a disponibilidad total de generación y capacidad del electrolizador - Recortes de generación a prorrata de capacidad máxima de PMGD conectados y por conectar	
Horizonte de evaluación	Desde fecha de entrada en operación (según proyecto) hasta 2040	2021 - 2040

Ambos modelos anteriores consideran los siguientes supuestos de modelamiento y parámetros:

- Electrolizador *behind-the-meter*: Se produce hidrógeno solo cuando hay generación PMGD local en la zona, no se importa desde la red para este propósito.
- No hay expansión de capacidad de la subestación producto de esta demanda adicional.
- Excedentes de PMGD se venden a la red, a precio estabilizado.
- Precios estabilizados en régimen actual y horario consistentes con las proyecciones de precio a nivel de transmisión presentadas en la sección 4.2.3, y siguiendo la metodología CNE.
- Parámetros electrolizador:
 - Tecnología: PEM, producción de hidrógeno a 10-30 bares de presión

- CAPEX de 750 USD/kW
- OPEX: 1.5% anualidad CAPEX
- 60.000 hrs de vida útil lo que es equivalente a 20 años con 8 hrs/día
- 60% de eficiencia
- Consumo de agua de 16.8 l/kg con costo de 1.4 USD/m³ (0.023 USD/kg)

Adicionalmente, el modelo colaborativo considera los siguientes supuestos para las plantas PMGD que puedan desarrollarse:

- Parámetros proyectos PMGD:

- CAPEX: 750 USD/kW para proyectos de 4.5 MW o más, 800 USD/kW para proyectos de menor tamaño.
- Vida útil: 25 años

5.3 Resultados – modelo de negocios individual

En esta sección se presentan los resultados de evaluar 3 proyectos solares fotovoltaicos PMGD conectados en distintas subestaciones primarias, mediante el enfoque de evaluación individual.¹⁷ En la Tabla 7 se presenta el detalle de cada uno de los proyectos

Tabla 7: Proyectos escogidos para llevar a cabo la evaluación de negocio dual energía hidrógeno.

	Proyecto 1	Proyecto 2	Proyecto 3
Empresa	CVE Chile	Flux Solar	Sphera Energy
Subestación de conexión¹⁸	Illapel (región de Coquimbo)	Cauquenes (región del Maule)	Cabrero (región del Bío Bío)
Distancia a la subestación [km]	43	37	0.77
Tamaño [MW]	9	9	9
Fecha de entrada en operación	Junio 2022	Julio 2022	Enero 2021

En primer lugar, utilizando el modelo individual anteriormente descrito, se barren distintos precios de hidrógeno y se obtiene la capacidad de electrolizador a desarrollar que maximiza la utilidad conjunta por ventas de hidrógeno y energía a precio estabilizado. Asimismo, se consideran distintos niveles esperados de recortes en la subestación, que son consistentes con la evaluación realizada anteriormente y

¹⁷ Cabe señalar que los proyectos presentados fueron obtenidos con la colaboración de ACESOL mediante un proceso abierto y transparente enfocado en aquellas zonas con potenciales recortes. Se llevó a cabo una encuesta entre los socios de ACESOL respecto de proyectos que podrían materializarse en zonas con riesgo de congestión. La encuesta fue contestada por 7 empresas distintas, presentando información para un total de 10 proyectos. Dentro de este pool de 10 proyectos, se seleccionaron 3 según los siguientes criterios: (1) que están en desarrollo en las zonas donde existen las mayores congestiones de red. Los proyectos de CVE y Flux Solar están ubicados en Illapel y Cauquenes. (2) Del resto de los proyectos, en otras zonas, se escogió el de Sphera Energy por ser el proyecto más grande y maduro por entrar (ya que los proyectos seleccionados de CVE y Flux Solar se conectan el 2022).

¹⁸ La disponibilidad del recurso solar para cada proyecto es consistente con su ubicación.

presentada en Tabla 5. Los resultados obtenidos se resumen en la Figura 17, donde se muestra la capacidad instalada en electrolizador (eje y) dado distintos niveles de precio de H₂ (eje x). Cada una de las curvas muestran los resultados para distintos niveles de congestión esperados.

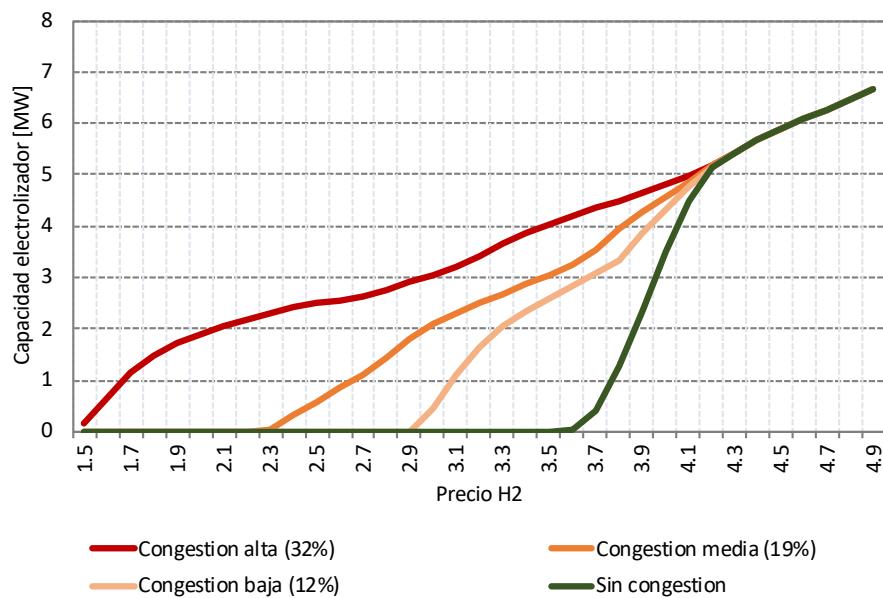


Figura 17: Capacidad óptima de electrolizador para distintos precios de hidrógeno y distintos niveles esperados de recortes (en términos de porcentaje de energía total PMGD producida).

De los resultados obtenidos presentados en la Figura 17 se pueden desprender diversos hallazgos. En primer lugar, se observa que para un nivel de recortes dado, a medida que mayor sea el precio de venta de hidrógeno, mayor es el tamaño del electrolizador a desarrollar. En particular, se visualiza que existe un precio mínimo a partir del cual el tamaño del electrolizador comienza a crecer a medida que el precio de venta de hidrógeno es mayor. Adicionalmente, al comparar los escenarios de recortes esperado, se aprecia como a mayor cantidad de recortes, los precios de hidrógeno necesarios para desarrollar un electrolizador son menores.

Adicionalmente, puede observarse que para precios mayores a 4.1 US\$/kgH₂, la capacidad del electrolizador es cada vez mayor, e independiente de los escenarios de congestión debido a que la producción de H₂ se prefiere por sobre la venta en el mercado eléctrico. Para precios menores a 4.1 US\$/kgH₂, a mayor congestión (esperada) de la red, menor precio de H₂ que el inversionista está dispuesto a aceptar para invertir en el electrolizador. Los resultados anteriores están en línea con la hipótesis inicial del estudio, observándose que la presencia de recortes habilita la producción de hidrógeno a menores precios.

A nivel operacional, la Figura 18 presenta como se descompone la energía inyectada a la red y energía destinada a producción de H₂ según distintas capacidades desarrolladas de electrolizador, obtenidas para un precio de 3.0 USD/kg. Se observa en estos casos que, a medida que se desarrolla mayor capacidad de electrolizador, la producción de hidrógeno comienza a utilizar la energía que no se puede inyectar para venta de energía y que eventualmente tiene que recortarse.

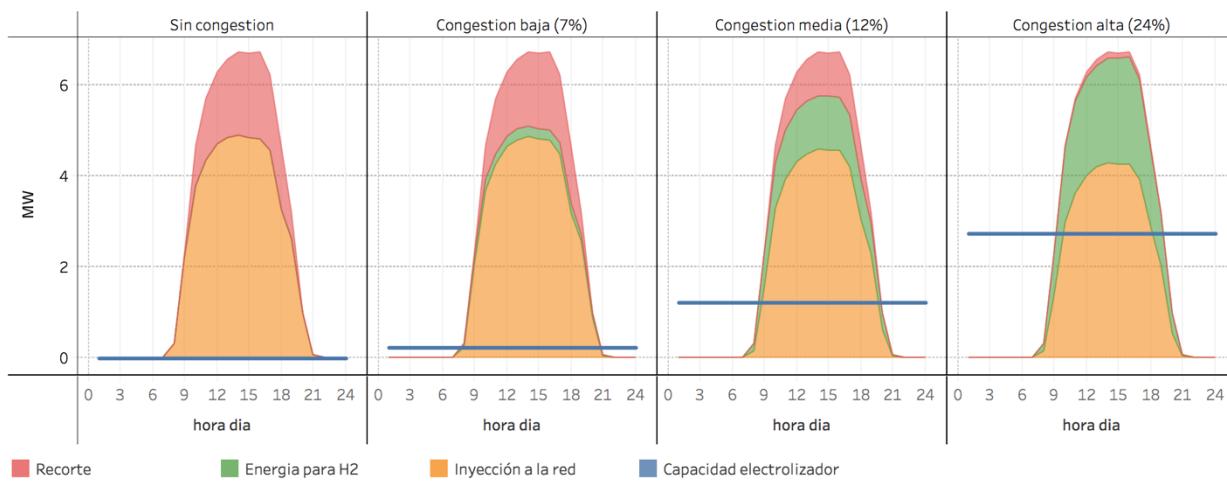


Figura 18: Perfiles horarios de generación total destinada a venta a precio estabilizado (inyección a la red), producción de hidrógeno y recortes, según capacidad de electrolizador desarrollada.

Los resultados presentados en la Figura 17 son obtenidos para un precio estabilizado calculado mediante el régimen actual (precio único 24 hrs), donde no existe diferenciación horaria. Si bien el proyecto particular evaluado, de acuerdo a la información provista por la empresa desarrolladora, estará sometido a este régimen, es de interés complementar el resultado anterior con la evaluación para un proyecto que esté sometido al régimen horario de precio estabilizado, dado que a futuro se proyectan grandes diferencias entre ambos regímenes.

En la Figura 19 se presenta la proyección de precio estabilizado realizada por el Consultor, según su propia visión del mercado de clientes libres, y en concordancia con la proyección de costo marginal presentada en la sección 4.2 y la metodología vigente de cálculo de precio nudo. Como se observa, los valores del precio estabilizado en los bloques 3 y 4 (solares) son significativamente menores a aquellos proyectados para el régimen de 24 horas.

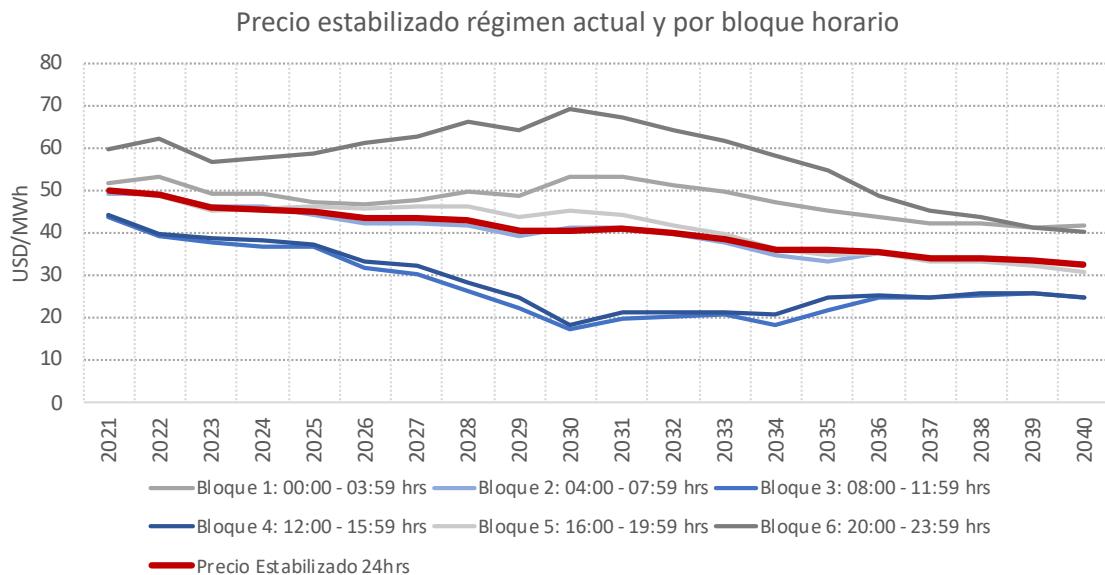


Figura 19: Proyección de precio estabilizado según régimen actual (24 hrs) y horario, con valores para cada uno de los 6 bloques intradiarios.

Considerando la proyección de precio estabilizado en el régimen horario, se llevó a cabo nuevamente el ejercicio de obtener la capacidad óptima de electrolizador para diferentes precios de hidrógeno, en consideración de diversos niveles de recortes esperados, mediante la aplicación del modelo de optimización individual. Los resultados obtenidos se resumen en la Figura 20, donde para efectos de comparación se presentan en línea punteada aquellos valores obtenidos para el precio estabilizado horario y en línea sólida los resultados para el precio estabilizado 24 hrs de la Figura 17.

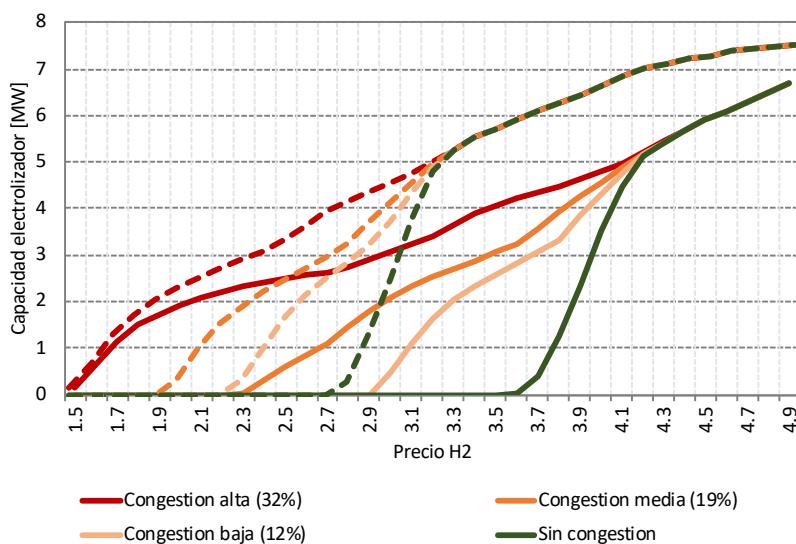


Figura 20: Capacidad óptima de electrolizador para distintos precios de hidrógeno y distintos niveles esperados de recortes (en términos de porcentaje de energía total PMGD producida) considerando el régimen de precio estabilizado 24 hrs (líneas sólidas) y régimen horario (líneas punteadas).

Los resultados obtenidos para este ejercicio indican que se mantiene la misma tendencia anterior, donde a mayor nivel de recorte esperado o de precio de venta de hidrógeno, mayor es la capacidad desarrollada de electrolizador. Cuando se comparan los resultados entre régimen de precio estabilizado, se obtiene que en el régimen horario el desarrollo de electrolizador ocurre para menores precios de hidrógeno. Por ejemplo, en el escenario de congestión esperada media, para un precio de hidrógeno de 2.5 USD/kg se desarrolla cuatro veces más en capacidad de electrolizador en el caso de precio estabilizado horario (2.4 MW) con respecto a la resultante en caso de precio estabilizado constante (0.6 MW).

Este resultado está en línea con el enfoque adoptado para determinar la capacidad de electrolizador a desarrollar mediante la maximización de utilidades. Así como los recortes afectan el negocio de energía disminuyendo los ingresos, un régimen horario de precios también atenta contra este ingreso. En estos casos, la inversión en electrolizador resulta una alternativa atractiva para compensar esta pérdida y producir una fuente de ingresos adicional aprovechando los recursos de generación disponibles.

Para estudiar como contribuye la producción de hidrógeno a la tasa de retorno del proyecto, se ha llevado a cabo una sensibilidad respecto de los escenarios de recortes futuros para tres casos de capacidad de electrolizador y precio de producción, obtenidos del ejercicio de optimización individual anterior. En la Figura 21 se presenta la tasa de retorno (incluyendo ingresos por venta de energía e hidrógeno respecto de los CAPEX y OPEX del proyecto PMGD y electrolizador) para tres casos (1) Proyecto PMGD puro sin electrolizador (2) Con electrolizador de 2.5 MW y precio 2.4 USD/kg (3) Con electrolizador de 3.0 MW y precio 3.0 USD/kg.

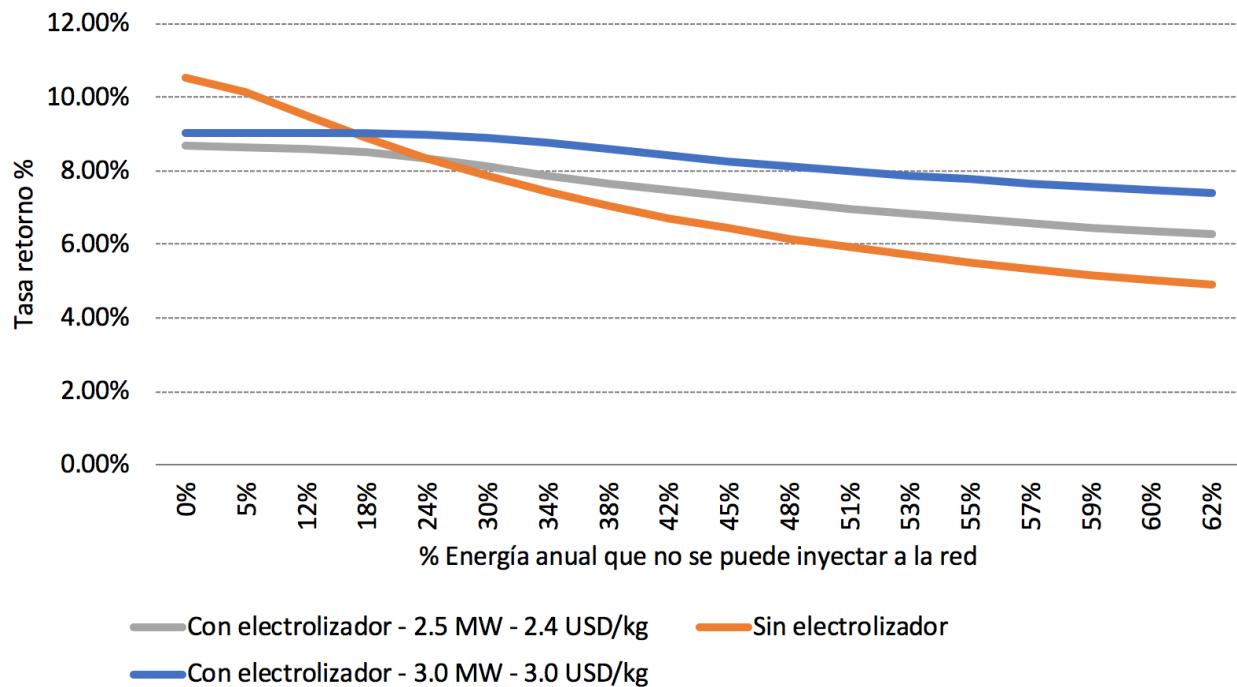


Figura 21: Tasa de retorno (TIR) de la planta PMGD por ventas de energía e hidrógeno según distintos escenarios posibles de de recortes de energía, para proyecto en SS/EE Illapel.

El análisis presentado en la Figura 21 muestra que para escenarios de bajos niveles de recortes, la instalación de un electrolizador puede bajar la TIR del proyecto. Esto principalmente debido a que el electrolizador no genera un beneficio importante asociado que compense la inversión extra. No obstante, puede observarse que en los casos con electrolizador se obtiene una mayor estabilidad de la TIR ante la ocurrencia de escenarios de congestión. Por ejemplo, se muestra una TIR estable en torno a un 9% hasta escenarios de un 30% de recortes en el caso de 3.0MW-3.0 USD/kg, y hasta escenarios de 20% en el caso de 2.5MW-2.4USD/kg. Asimismo, se observa que a medida que crecen las congestiones en la red eléctrica y los niveles de recortes, la TIR del proyecto PMGD puro decrece de manera más importante que los casos con electrolizador.

Por lo tanto, ante la inminente ocurrencia de escenarios de recortes en el futuro, la instalación de un electrolizador genera valor al proyecto PMGD, dado que permite mitigar los efectos negativos asociados a escenarios de recortes, estabilizando sus flujos de ingresos futuros.

En la Figura 22 se presenta de manera similar los resultados del análisis realizado para los proyectos 2 y 3 de la Tabla 7. Se observa que las capacidades de desarrollo de electrolizador según escenarios de recortes esperados, distintos niveles de precio de hidrógeno y distinto régimen de precio estabilizado sigue la misma tendencia analizada anteriormente.

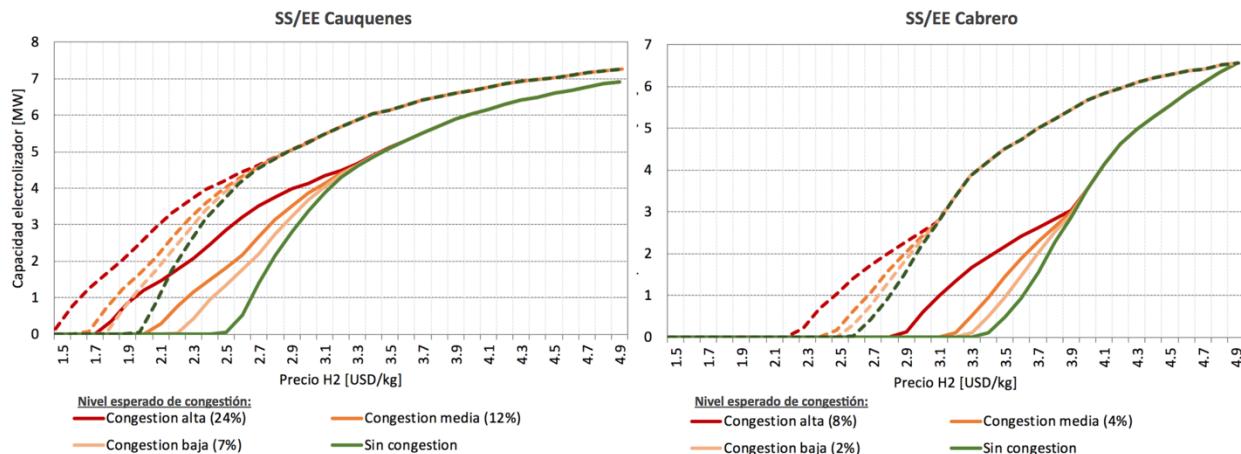


Figura 22: Resultados para proyectos 2 y 3 de capacidad óptima de electrolizador para distintos precios de hidrógeno y diversos niveles esperados de recortes (en términos de porcentaje de energía total PMGD producida) considerando el régimen de precio estabilizado 24 hrs (líneas sólidas) y régimen horario (líneas punteadas).

En la Figura 23 se presenta el análisis de tasa de retorno para estos proyectos, para una configuración de PMGD puro sin electrolizador (solo venta de energía precio estabilizado) y una configuración de PMGD con electrolizador que lleva a cabo ambos negocios de energía e hidrógeno. Se obtuvieron tendencias similares en términos de la estabilidad de la TIR para escenarios de recortes y un rápido decrecimiento de la TIR en el caso del PMGD puro sin electrolizador.

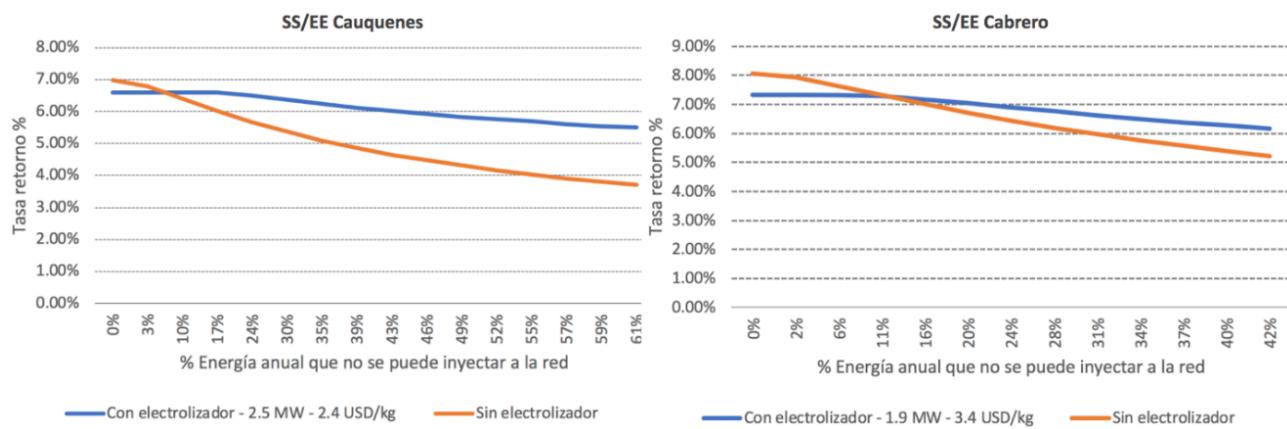


Figura 23: Tasa de retorno (TIR) de la planta PMGD por ventas de energía e hidrógeno según distintos escenarios posibles de de recortes de energía.

5.4 Resultados – modelo de negocios cooperativo

Utilizando el modelo colaborativo descrito en la sección 5.2 y Tabla 6, se barren distintos precios de hidrógeno y se obtiene la capacidad adicional PMGD y capacidad de electrolizador.

Como resultado se obtiene que, para precios bajos de hidrógeno, la solución óptima da como resultado que no es conveniente invertir en electrolizadores para producción de hidrógeno local. Esto principalmente porque no se alcanzan a cubrir los costos asociados a esta inversión, a pesar de que la energía para producir hidrógeno pueda provenir de recortes de generación.

No obstante, a pesar de que no se invierte en electrolizadores, el resultado obtenido resulta en que si se invierte en algunos PMGD adicionales, esto dado que la venta a precio estabilizado equipara el CAPEX de la planta, a pesar de los recortes de generación. En la Tabla 8 siguiente se resumen los resultados de esta condición para las tres subestaciones seleccionadas, y el porcentaje de recortes que se estima en este equilibrio.

Tabla 8: Capacidad conectada de PMGD resultante del modelo aplicado cuando no hay desarrollo de hidrógeno.

S/E	Resultado capacidad PMGD conectada / Capacidad PMGD total disponible				Recorte %
	Conectados	ICC	Estudios	SCR	
CAUQUENES	0	14.94/14.94 (100%)	14.99/26.97 (44%)	0 / 62.91 (0%)	3.2 %
ILLAPEL	12	15/27 (55%)	0 / 16.12 (0%)	0 / 23 (0%)	4.3 %
EL MANZANO CGE	15.6	7.7/7.7 (100%)	0/18 (0%)	0 / 9 (0%)	12.2%

A partir de un punto en que el precio del kg de H₂ es lo suficientemente alto, se comienza a desarrollar capacidad de producción de hidrógeno, y luego se conectan más plantas PMGD, llegando incluso a desarrollar la totalidad de los proyectos de cada subestación para precios suficientemente altos.

La Figura 24 resume la situación mediante un gráfico de barra apilada la capacidad de PMGD que se conecta según su estado de desarrollo, y un gráfico de marcadores que indica la capacidad de electrolizador que se desarrolla en cada subestación, para distintos precios de venta del hidrógeno que se produce.

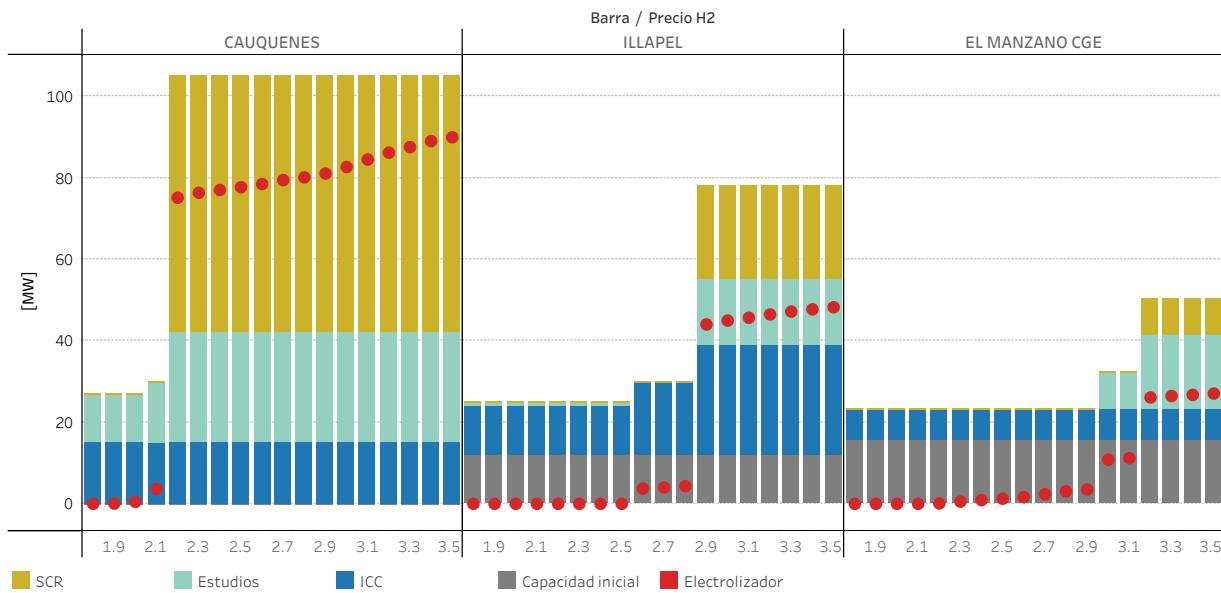


Figura 24: Capacidad PMGD a conectar según estado de desarrollo (capacidad inicial o en operación, ICC, Estudios y SCR) y capacidad de electrolizador, para distintos precios de hidrógeno

En la siguiente figura Figura 25: Cantidad de hidrógeno que se podrían producir a partir de las capacidades de PMGD y electrolizador desarrollados, para distintos precios de hidrógeno. se presentan los volúmenes de hidrógeno (en toneladas anuales) que podrían producirse a partir de las capacidades de PMGD desarrollados y electrolizador en cada una de las subestaciones, para distintos precios de hidrógeno.

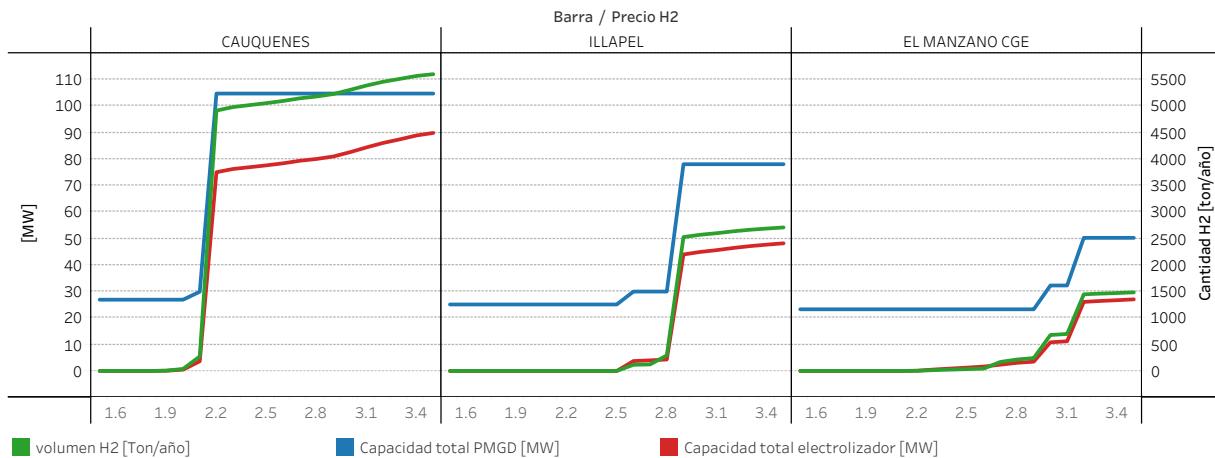


Figura 25: Cantidad de hidrógeno que se podrían producir a partir de las capacidades de PMGD y electrolizador desarrollados, para distintos precios de hidrógeno.

Se observa en la figura anterior que el precio mínimo de hidrógeno para comenzar a propiciar el desarrollo de capacidad de electrolizadores, no es el mismo para cada subestación/zona. Este precio mínimo está relacionado por un lado al nivel de precio estabilizado en cada nodo, y por otro lado, a los niveles de recorte. En la Tabla 9 siguiente se resumen los precios mínimos observados en la figura anterior.

Tabla 9: Precio estabilizado y precio mínimo de hidrógeno para desarrollo de electrolizadores por subestación.

S/E	Precio estabilizado	Precio mínimo H2
	USD/MWh	USD/kg
CAUQUENES	29.45	1.9
ILLAPEL	49.40	2.6
EL MANZANO CGE	47.40	2.2

En la subestación Cauquenes el precio estabilizado es significativamente inferior, lo que hace suponer que el negocio alternativo de hidrógeno puede ser una alternativa importante. Por otro lado, entre Illapel y El Manzano no existe una diferencia significativa entre el precio estabilizado, pero la segunda presenta un mayor nivel de recortes para la capacidad inicial desarrollada, y por lo tanto puede hacer sentido el vender hidrógeno a precios menores, dado que existe un mayor volumen de energía disponible.

A precios altos, el negocio dual de producción y venta de hidrógeno se hace más atractivo, incluso por sobre la venta de energía a precio estabilizado. Esto puede apreciarse en la Figura 26 siguiente donde se muestra cómo se desagrega la generación total PMGD en la s/e El Manzano. A precios de hidrógeno en torno a 2.7 USD/kg se comienza a observar que del total de energía generable se destina una mayor parte a hidrógeno y se reduce la que se vende a precio estabilizado. Para precios aún más altos, crece la capacidad instalada PMGD, pero el destino principal de esa energía es la producción de hidrógeno.

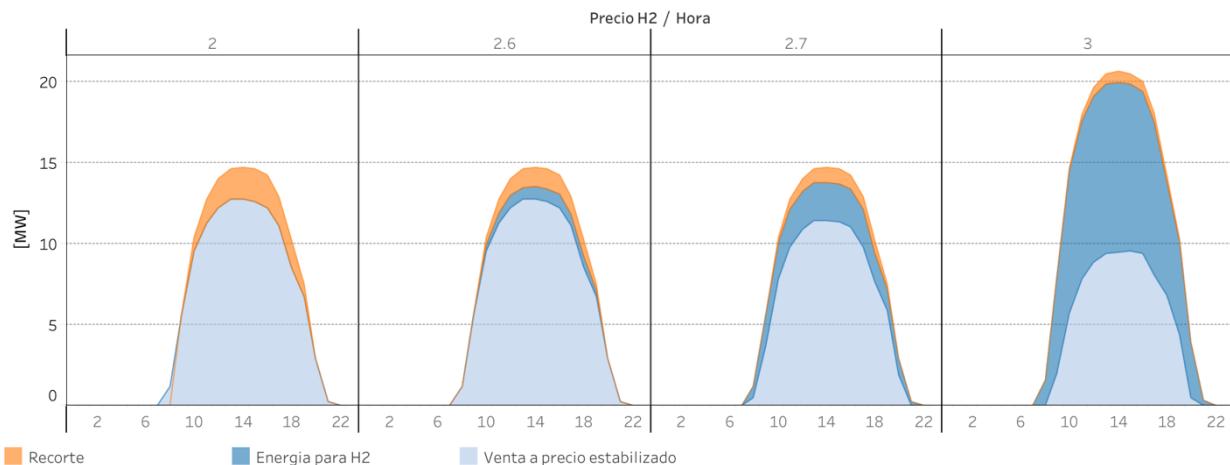


Figura 26: Perfiles horarios de generación total destinada a venta a precio estabilizado, producción de hidrógeno y recortes.

Es decir, a precios altos de venta de hidrógeno, se destina una mayor proporción de energía para su producción, dejando el negocio de venta de excedentes de energía a precio estabilizado como un respaldo que permite aprovechar, por ejemplo, momentos de mayor producción debido a la estacionalidad del recurso solar, con respecto a la capacidad del electrolizador.

A fin de explorar esta línea, se ha realizado una sensibilidad en el precio estabilizado, considerando la metodología de cálculo por bloques horarios que ha sido introducida recientemente y que potencialmente será el régimen de precio que enfrentarán varias de estas plantas, dados los plazos para el régimen transitorio y los tiempos de desarrollo de estos proyectos. En la Figura 27 se presenta la proyección de precio estabilizado elaborada por el Consultor para el año 2021, considerando la metodología vigente sin bloques horarios, y la obtenida con la modificación introducida en el DS88 que

considera las variaciones para 6 bloques intradiarios. Se observa que, en el segundo semestre, el precio estabilizado en horas solares es del orden de 10 USD/MWh menor.

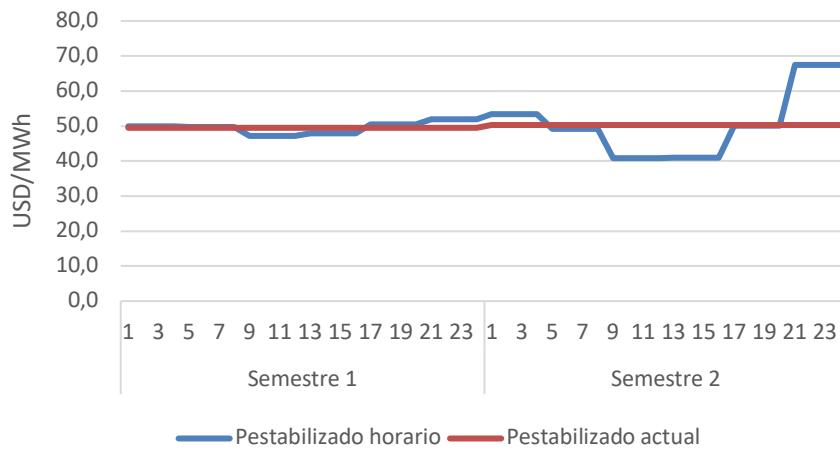


Figura 27: Precio estabilizado por semestre y por hora del día según la proyección “actual” y la “horaria” que considera las 6 bandas horarias definidas en el DS88.

En la Figura 28 se presentan los resultados obtenidos en términos de la capacidad PMGD desarrollada y de producción de hidrógeno, comparado con el caso base. Se puede apreciar que el precio mínimo al cual se comienza a desarrollar capacidad de producción de hidrógeno y más PMGD es ligeramente menor en las tres subestaciones estudiadas.

Este resultado confirma que la producción de hidrógeno puede ser alternativa interesante a medida que precio estabilizado continúa a la baja en bloques solares a futuro, como se espera dadas las proyecciones de mercado, tanto del mercado de contratos como del mercado spot.

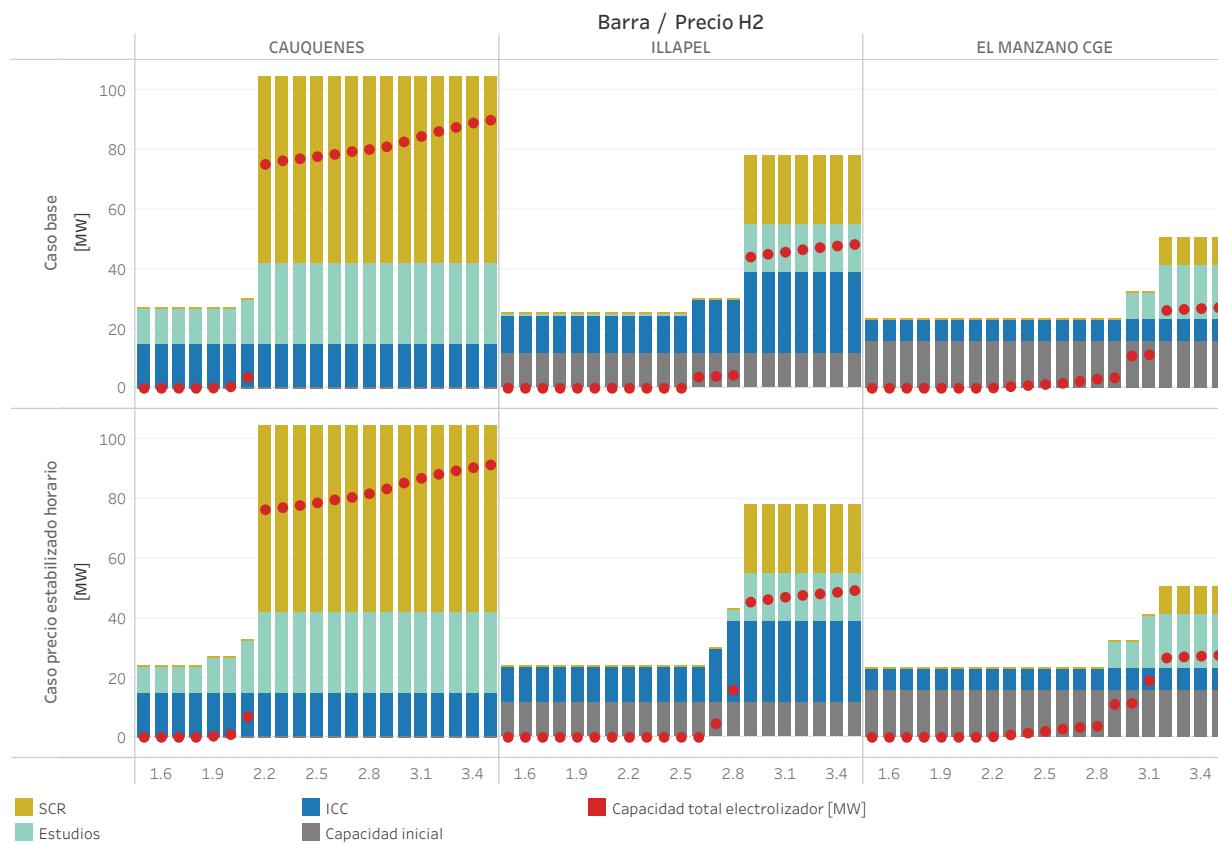


Figura 28: Capacidad PMGD a conectar según estado de desarrollo (capacidad inicial o en operación, ICC, Estudios y SCR) y capacidad de electrolizador, para distintos precios de hidrógeno y distinta metodología de precio estabilizado.

Finalmente, se lleva cabo una sensibilidad en el CAPEX del electrolizador, a fin de entender cómo pueden cambiar los precios mínimos de hidrógeno y la curva de integración de nuevas plantas PMGD en cada subestación. En la Tabla 10 se presentan los cambios en los precios mínimos, observándose importantes cambios en el caso de la sensibilidad 1 de un CAPEX 50% menor, llegando a tener caídas en los precios mínimos del mismo orden. La Figura 29 presenta de manera gráfica los cambios en la capacidad instalada de PMGD y de electrolizador para distintos niveles de precio de hidrógeno.

Tabla 10: Precio mínimo de hidrógeno para desarrollo de electrolizadores por subestación, considerando sensibilidades en el CAPEX.

S/E	Caso base	Precio mínimo H2USD/kg		
		Sensibilidad 1		Sensibilidad 2
		-50% CAPEX (375 USD/kW)	+50% CAPEX (1125USD/kW)	
CAUQUENES	1.9	1.5 (-25%)	2.4 (+20%)	
ILLAPEL	2.6	1.5 (-42%)	3.2 (+23%)	
EL MANZANO CGE	2.2	1.2 (-47%)	2.9 (+26%)	

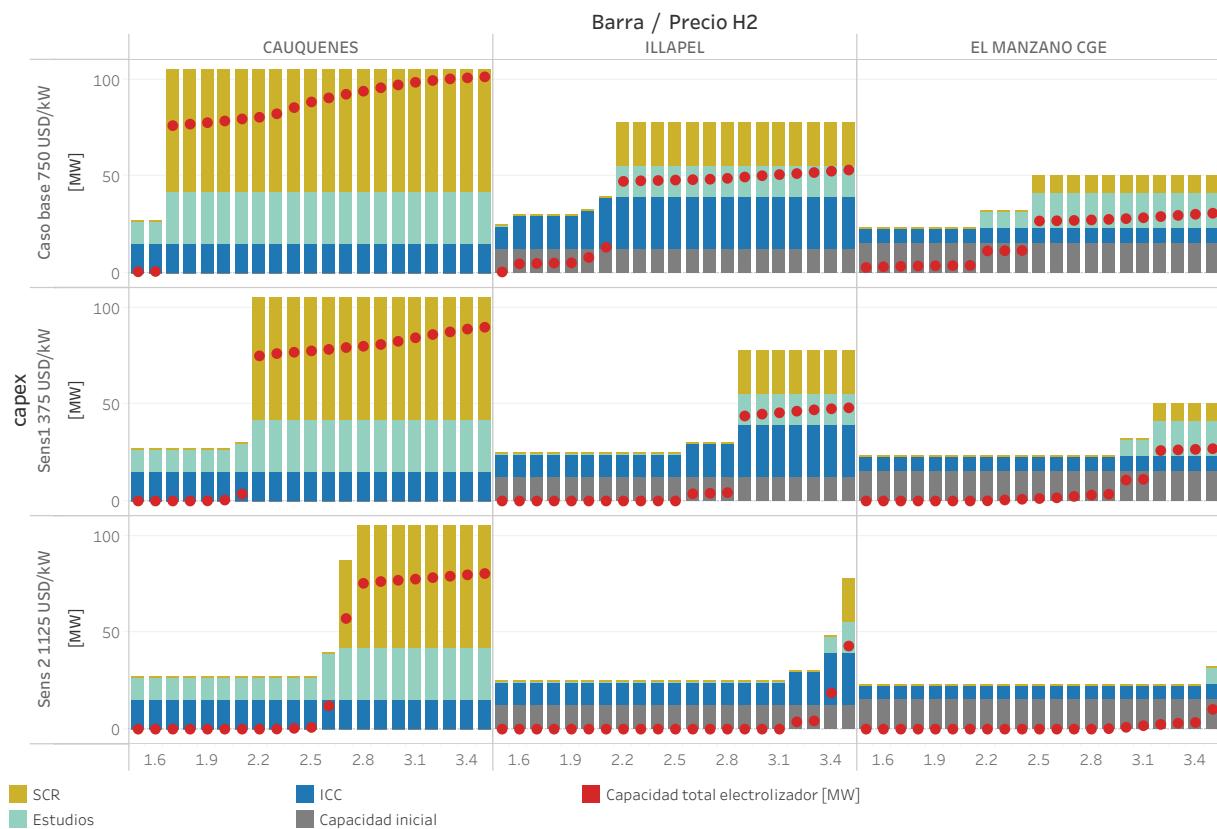
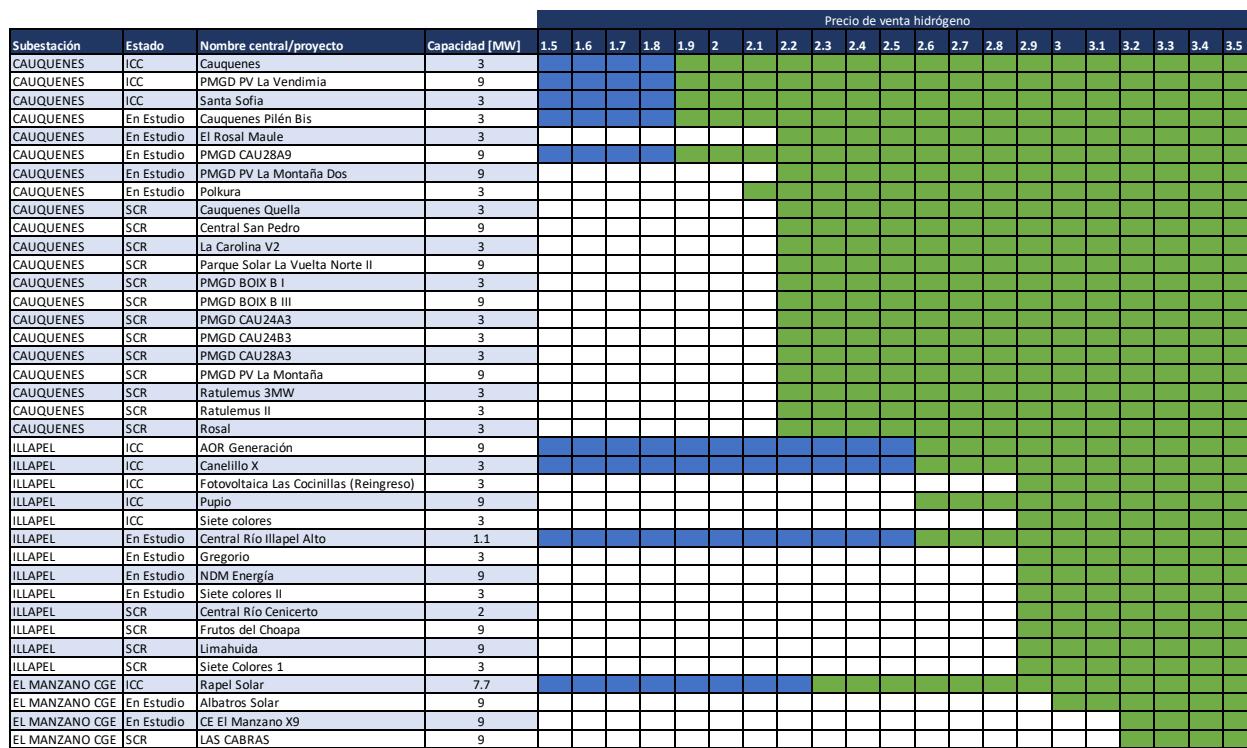


Figura 29: Capacidad PMGD a conectar según estado de desarrollo (capacidad inicial o en operación, ICC, Estudios y SCR) y capacidad de electrolizador, para distintos precios de hidrógeno y sensibilidades en el CAPEX del electrolizador.

5.5 Pymes ERNC beneficiadas

En esta sección se presenta un resumen de las centrales generadoras PMGD que se verían beneficiadas por la diversificación de su matriz de venta, para el escenario base presentado en la Figura 24. Es preciso recordar que a partir de un cierto precio de hidrógeno (precio mínimo) se desarrolla el negocio dual energía/hidrógeno, el cual es señalado en Tabla 10, y que la cantidad de centrales desarrolladas es dependiente de este precio. En la tabla siguiente se presenta un detalle de las plantas PMGD que se desarrollarían por el hecho de generar energía para la producción de hidrógeno behind-the-meter en paralelo con la venta de energía a precio estabilizado, para distintos precios de venta de hidrógeno, de acuerdo al resultado de la optimización de la expansión PMGD y electrolizador comunitario descrito en la sección 5.2.

Tabla 11: Centrales PMGD desarrolladas para distintos precios de hidrógeno.



 Central PMGD desarrollada para venta de energía
 Central PMGD desarrollada para venta de energía e hidrógeno

6 Posibles aplicaciones del hidrógeno verde y oportunidades de financiamiento

6.1 Aplicaciones del hidrógeno verde

El hidrógeno presenta un gran potencial en diversos mercados, siendo tan versátil que la forma de ser utilizado también varía con las aplicaciones. A continuación, se presenta una lista en la que se incluyen tanto los principales usos que actualmente tiene el hidrógeno, como las aplicaciones futuras en las que podría estar presente.

En esta línea, en primer lugar se listan algunas aplicaciones que requieren de hidrógeno como suministro, es decir, procesos en los cuales se utiliza el gas directamente.

Luego, se presentan aplicaciones en las cuales el hidrógeno constituye una etapa intermedia, entre la energía eléctrica y el producto final. En este sentido, el término Power-to-X hace referencia a este tipo de procesos, donde para ser más específicos, se reemplaza la X por el tipo de producto final al que se quiere hacer referencia.

Finalmente, las oportunidades y desafíos del hidrógeno en el transporte se mencionan en un apartado especial, debido a la gran versatilidad que este tiene en ese sector.

6.1.1 Aplicaciones que utilizan hidrógeno como suministro

6.1.1.1 Refinerías

El hidrógeno es utilizado en distintos procesos dentro de refinerías. Entre los más importantes se encuentran: la hidrodesulfurización, donde se obtiene H₂S como alimentación para las plantas Claus; la hidroisomerización, donde se mejoran las propiedades del producto; la desaromatización, donde se obtienen ciclopárafinas o alcanos; y la hidrocraqueo, donde cadenas largas de hidrocarburos de craquean para obtener cadenas del rango de la gasolina¹⁹.

6.1.1.2 Elaboración de alimentos

En la industria alimentaria es muy común la hidrogenación, la cual es una reacción química en la que se agrega hidrógeno a una molécula. Suele utilizarse para convertir aceites vegetales líquidos en grasas sólidas o semisólidas, un ejemplo del resultado de este proceso es la margarina²⁰. Cabe destacar que los aceites parcialmente hidrogenados son una gran fuente de grasas saturadas, por lo que la tendencia es a regular y limitar su producción²¹.

¹⁹ The Linde Group. Aplicaciones de hidrógeno en refinerías. Disponible: http://www.linde-gas.cl/es/processes/petrochemical-processing-and-refining/hydrogen_applications_refineries/index.html

²⁰ R. Vásquez, F. Salinas, and GIZ, Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile, 2nd, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, Ed. 4E Chile, 2019. [Online]. Disponible: <http://4echile.cl/nueva-edicion-del-libro-del-hidrogeno-chile/>

²¹ Organización mundial de la salud (OMS). Comunicado de prensa “La OMS planea eliminar los ácidos grasos trans de producción industrial del suministro mundial de alimentos”. Disponible: <https://www.who.int/es/news/item/14-05-2018-who-plan-to-eliminate-industrially-produced-trans-fatty-acids-from-global-food-supply>

6.1.1.3 Producción de metales

El hierro directamente reducido (DRI por sus siglas en inglés) es un método para producir acero, este proceso constituye la cuarta mayor demanda de hidrógeno a nivel mundial. Gran parte del hidrógeno utilizado en este proceso se genera como subproducto del mismo, y prácticamente todo el hidrógeno utilizado en este sector, es a partir de carbón o combustibles fósiles.

Con el fin de reducir emisiones, se realizan esfuerzos para impulsar plantas de producción de acero que utilicen el hidrógeno como agente reductor principal, y se esperan los primeros diseños a escala comercial para el 2030²².

6.1.1.4 Producción de vidrio

El hidrógeno es utilizado principalmente para pulidos superficiales, así eliminar marcas de moldes y obtener vidrio plano de alta calidad²³. Tiene el potencial también de complementar procesos de combustión aumentando la transferencia térmica, de este modo lograr un mejor corte y pulido más eficaz²⁴.

6.1.2 Aplicación Power-to-X

Un esquema de las posibilidades que presenta el Power-to-X (PtX) se presenta en la Figura 30, donde se puede apreciar que todos los productos finales tienen como etapa intermedia al hidrógeno. Es éste el que, mediante distintos procesos, es transformado en químicos, combustibles, otros gases o generación de electricidad.

²² IEA, "The Future of Hydrogen for G20. Seizing today's opportunities," International Energy Agency, Tech. Rep. June, 2019. [Online]. Disponible: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

²³ Capítulo 6. R. Vásquez, F. Salinas, and GIZ, Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile, 2nd, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, Ed. 4E Chile, 2019. [Online]. Disponible: <http://4echile.cl/nueva-edicion-del-libro-del-hidrogeno-chile/>

²⁴ Carburos Metálicos. Vidrio primario. Disponible <http://www.carburos.com/Industries/GlassMinerals/Primary-Glass/product-list/cutting-and-polishing-primary-glass.aspx?itemId=78DDF1B5E740445DB520D41365DA0A74>

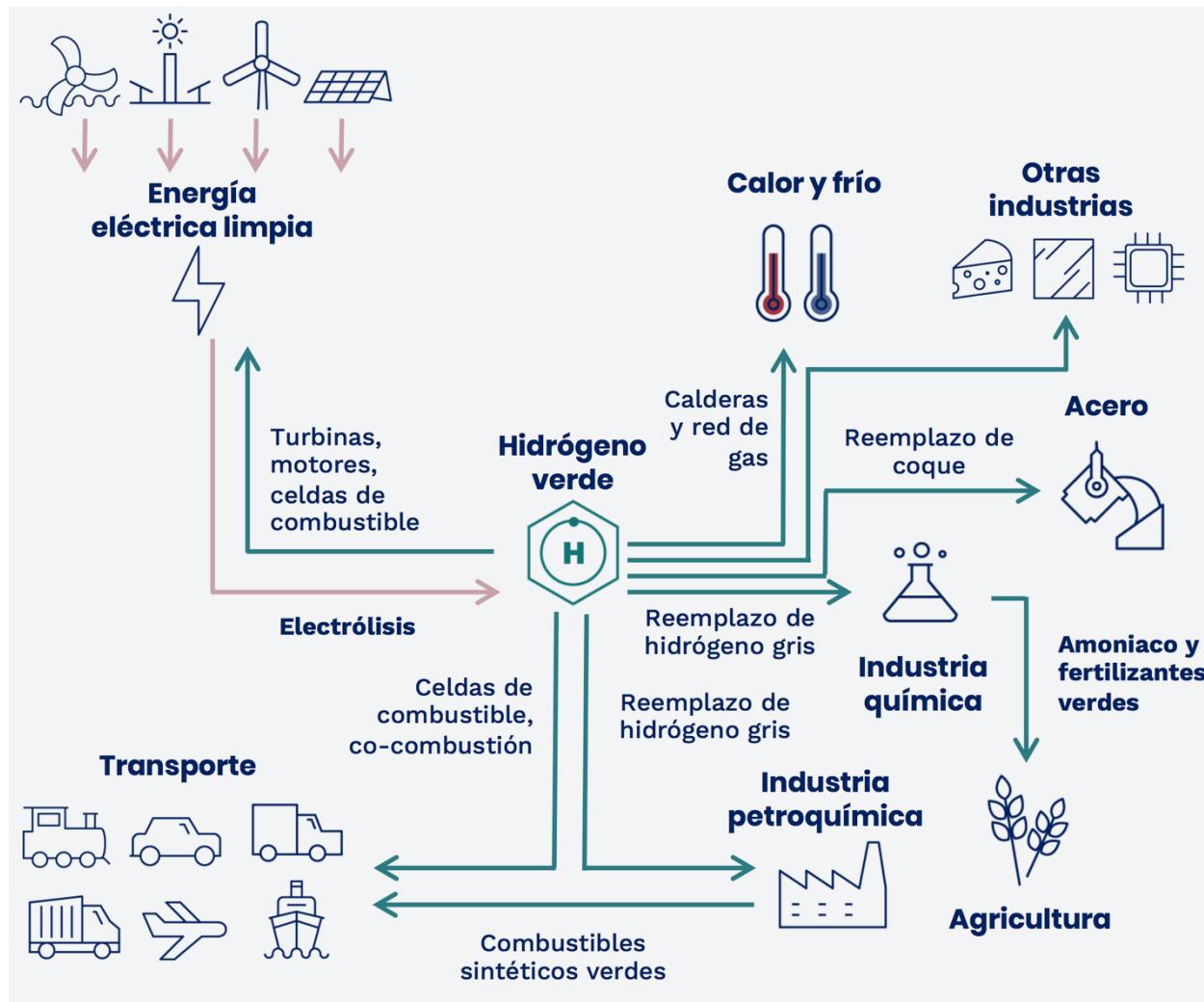


Figura 30: Power-to-X²⁵. Fuente: Estrategia de hidrógeno verde, Ministerio de Energía.

Como se mencionó anteriormente, el caso del Power-to-hydrogen (PtH₂) es un segmento que todas las otras rutas tienen en común, pues es la forma más básica que puede tener la energía.

6.1.2.1 Power-to-power

Es el caso en que el hidrógeno es utilizado como almacenamiento de energía eléctrica, ya sea para su utilización más adelante en el tiempo o para ser utilizada en otro lugar. Es posible almacenar el hidrógeno en forma líquida o como gas, siendo esta última, mediante la utilización de cañerías de gas, la más costo-eficiente para cuando se trata de transportar hidrógeno.

²⁵ Buffo, G. et al. (2019). Chapter 15 - Power-to-X and power-to-power routes (pp. 529–557). Academic Press. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00015-1>

6.1.2.2 Power-to-liquid (PtL) fuels

Hace referencia a la fabricación de combustibles líquidos, el caso más común es el metanol, pero se pueden producir diversos tipos. La reacción más utilizada para la síntesis de estos combustibles es el proceso de Fischer-Tropsch, el cual suele requerir de tres etapas:

1. Preparación de gas de síntesis (Syngas) que corresponde a la mezcla de hidrógeno y CO en variadas proporciones;
2. Síntesis del combustible, este es el proceso mismo que ocurre en el reactor; y finalmente
3. Purificación del combustible según el uso que se le quiera dar.

El metanol es el ejemplo más usado, un combustible que se espera podría sustituir a la gasolina o al combustible diésel en automóviles, camionetas, camiones y autobuses pesados.

Otro caso bastante estudiado es la fabricación de combustible de aviación sintético, este tiene la ventaja de que se puede utilizar sin modificar el motor de un avión comercial y este puede volar con una mezcla de 50% combustible tradicional, 50% combustible sintético producido por el proceso de Fischer-Tropsch, a diferencia de otros combustibles verdes como los biocombustibles, que por regulación, no pueden mezclarse en una fracción superior al 25%.

6.1.2.3 Power-to-chemicals

Es por lejos el caso más común de PtX gracias a la producción de amoníaco, que corresponde al químico sintético que más se fabrica en el mundo. Se hace sintetizando hidrógeno y nitrógeno, mediante el proceso de Haber-Bosch (Hydrogen Europe). Es utilizado en su mayoría (casi el 90%) para fertilizantes, pero también es utilizado como gas refrigerante, fabricación de colorantes, fibras, plásticos y explosivos²⁶.

6.1.3 Transporte

En este sector, el hidrógeno verde puede estar presente de distintas formas. Puede ser utilizado directamente, ya sea en motores de combustión interna que utilicen hidrógeno o mediante celdas de combustible, donde se trata de un vehículo eléctrico, que en lugar de almacenar la energía en baterías de litio, lo hace mediante hidrógeno.

También puede estar presente de forma indirecta, mediante la utilización de combustibles sintéticos hechos en base a hidrógeno²⁷.

Las posibilidades del hidrógeno en esta industria son extensas. Para una mejor apreciación de éstas, se presenta la aplicabilidad del hidrógeno, o combustibles en base a este, para distintos tipos de transporte, en la Tabla 12, preparada por la Agencia Internacional de Energía para la Cumbre del G20 de Osaka, Japón.

En ella se describe el rol que cumple actualmente el hidrógeno junto a la expectativa de demanda para cada industria dentro del transporte; además de las oportunidades y desafíos que se observan para su desarrollo.

²⁶ R. Vásquez, F. Salinas, and GIZ, Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile, 2nd, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, Ed. 4E Chile, 2019. [Online]. Disponible: <http://4echile.cl/nueva-edicion-del-libro-del-hidrogeno-chile/>

²⁷ Hydrogen Europe. Hydrogen Applications. Disponible en: <https://hydrogenezurope.eu/hydrogen-applications>

Tabla 12. Proyecciones de usos del hidrógeno y sus productos en transporte. Fuente: Adaptada de “The Future of Hydrogen for G20. Seizing today's opportunities”, IEA.

Futuras formas de implementación				
	Papel actual	Perspectivas de demanda	Oportunidades	Desafíos
Vehículos livianos	Más de 11 mil vehículos en operación. Principalmente en Estados Unidos, Europa y Japón	Se espera que el parque automovilístico mundial siga creciendo; el hidrógeno podría captar una parte de este mercado	Hidrógeno: Corto tiempo de carga de combustible, menor peso añadido a causa de la energía almacenada y cero emisiones del tubo de escape. Las celdas de combustible podrían tener una menor huella material que las baterías de litio.	Hidrógeno: La baja utilización inicial de las estaciones de reabastecimiento de combustible aumenta el costo del mismo; se necesitan reducciones en los costos de las celdas de combustible y de almacenamiento; pérdidas de eficiencia por well-to-wheel.
Camiones y vehículos pesados	Etapa de demostraciones y mercados de nicho: <ul style="list-style-type: none"> • 25.000 montacargas • 500 buses • 400 camiones • 100 vans Se esperan varios cientos de buses y camiones en China a finales de 2019	Fuerte segmento de crecimiento; las aplicaciones de larga distancia y carga pesada son atractivas para el hidrógeno	Las flotas de vehículos cautivos pueden ayudar a superar los desafíos de baja utilización de las estaciones de carga; casos de largas distancias y de carga pesada son opciones atractivas	Power-to-liquid: Gran consumo de electricidad y altos costos de producción. Amoniaco: La proximidad de las sustancias cáusticas y peligrosas a los usuarios finales hace que el uso se limite probablemente a operadores técnicos
Transporte marítimo	Limitado a proyectos de demostración para barcos pequeños y suministro de energía a bordo en barcos más grandes	La actividad del transporte marítimo de mercancías crecerá alrededor de un 45% hasta 2030. Los objetivos de contaminación atmosférica para 2020 y los objetivos de gases de efecto invernadero para 2050 podrían promover los combustibles basados en el hidrógeno	El hidrógeno y amoniaco son candidatos tanto para las medidas nacionales de descarbonización del transporte marítimo nacional como para la Estrategia de Reducción de Gases de Efecto Invernadero de la Organización Marítima Internacional, dadas las limitaciones en el uso de otros combustibles.	Hidrógeno: El costo de almacenamiento es mayor que el de otros combustibles. Hidrógeno/amoniaco: volumen de carga perdido debido al almacenamiento (menor densidad que los combustibles líquidos actuales)
Ferrocarriles	Existen dos trenes a hidrógeno en Alemania	El ferrocarril es un pilar del transporte en muchos países	Los trenes de hidrógeno pueden ser más competitivos en el transporte de cargas (líneas regionales con baja utilización y transporte de cargas transfronterizo)	El ferrocarril es el modo de transporte más electrificado; tanto los trenes eléctricos a base de hidrógeno como a baterías con electrificación parcial de línea son opciones para reemplazar las operaciones no electrificadas, que son considerables en muchas regiones
Aviación	Limitado a pequeños proyectos de	Se trata del modo de transporte de pasajeros de mayor crecimiento. Se necesitaría un gran	Power-to-liquid: Pequeños cambios al status quo en la distribución, operaciones e instalaciones; también	Power-to-liquid: Actualmente es de 4 a 6 veces más caro que el kerosene, pudiendo

	demostración y estudios de viabilidad	volumen de almacenamiento y un rediseño para el hidrógeno puro, haciendo que el power-to-liquid y los biocombustibles sean más atractivos para este modo	maximizan el uso de la biomasa al aumentar el rendimiento. Hidrógeno: Junto con baterías, puede suministrar energía a bordo tanto en puerto como en vuelo	disminuir a 1,5 o 2 veces a largo plazo, lo que podría aumentar los precios y disminuir la demanda
--	---------------------------------------	--	--	--

6.2 Aplicaciones en Chile del hidrógeno verde generado mediante PYMEs ERNC

Como parte del desarrollo productivo sostenible en Chile y desarrollar iniciativas que permitan la implementación de proyectos que contribuyan a alcanzar la Contribución Determinada a Nivel nacional (NDC) y la meta país de lograr la carbono neutralidad al 2050, se hace necesario el uso de hidrógeno verde como parte del proceso de transición.

Las iniciativas potenciales se encuentran relacionadas con la producción de combustible sintético, producción de amoniaco, almacenamiento de hidrógeno gaseoso, como materia prima en diversos sectores industriales, como también en procesos de extracción, purificación de metales, tratamiento de fibras textiles, madera y procesamiento de alimentos²⁸.

En la industria química, se identifica la producción local de amoniaco verde tanto para uso local como para exportar al extranjero, identificándose aplicaciones en diversos sectores económicos como: i) sectores agrícola, agropecuario y forestal, para ser utilizarlo como fertilizante, ii) en la industria textil, en el tratamiento de fibras de algodón, iii) en la purificación y tratamiento de aguas, usándolo como agente antimicrobiano, iv) en la industria de alimenticia, donde se usa como agente antimicrobiano en el tratamiento de alimentos, v) como materia prima en la elaboración de explosivos, vi) para la fermentación de bebidas alcohólicas y vii) en el sector forestal, para el tratamiento de maderas.

En el sector minero, se identifica la potencial utilización de hidrógeno como recurso energético primario para maquinaria pesada, ya sea como hidrógeno puro o bien mediante el uso de combustibles sintéticos. Adicionalmente, se identifica su potencial utilización en la extracción y purificación de metales. El amoniaco sirve como materia prima en la elaboración de explosivos para este sector.

En la industria de alimentos, se identifica la potencial utilización en procesos de saturación de grasas y aceites vegetales, procesos es donde es necesaria la utilización de hidrógeno gaseoso. Adicionalmente, se utiliza amoniaco en procesos de fermentación y tratamiento de agentes patógenos.

En el sector energético, se identifica el potencial almacenamiento de hidrógeno de redes de distribución de gas natural en concentraciones que permitan aumentar la eficiencia de centrales a gas y otros sistemas basados en combustión. Mediante el uso de celdas de combustible, es posible inyectar energía eléctrica a la red eléctrica. En sistemas críticos, se identifica un uso potencial como sistemas de respaldo energético, mediante el uso de celdas de combustible.

²⁸ Ministerio de Energía: Estrategia Nacional de Hidrógeno verde. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-chile.pdf

En la industria manufacturera, se identifica el uso de hidrógeno gaseoso en la producción de vidrios de alta pureza. Mientras que, en la industria metalúrgica, se identifica un potencial uso de hidrógeno para la fabricación de aceros.

A continuación, se analizan, en forma particular, el uso potencial de hidrógeno verde en las zonas de Chile identificadas y descritas en la sección 5.1: Illapel, El Manzano y Cauquenes, que corresponden a aquellas zonas donde existe una producción de hidrógeno a bajo costo mediante empresas pequeñas y medianas que, estando conectadas directamente al sistema de distribución, sufren de limitaciones y congestiones en las redes eléctricas.

6.2.1 Illapel

La comuna de Illapel, en la Región de Coquimbo, se identifica principalmente una presencia importante del transporte por vía terrestre, con una ocupación de mercado del 9,01% (Figura 31), se identifican oportunidades de reemplazo de flota vehicular por una basada en celdas de combustible, entre las que se incluye maquinaria pesada, maquinaria ligera, buses de transporte local, interprovincial, automóviles particulares y camiones de carga. Adicionalmente, se identifica la instalación de estaciones de servicio que cubra dicha demanda futura con hidrógeno producido localmente de forma parcial o total.

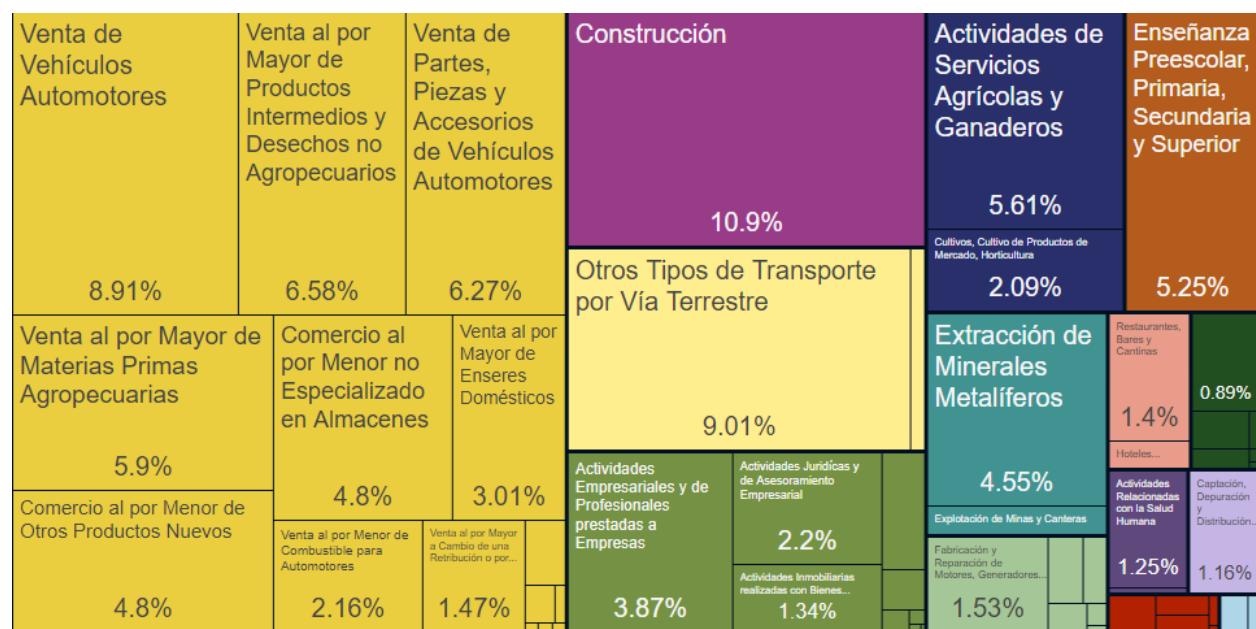


Figura 31: Tamaño de mercado según sub rubro económico en la zona de Illapel y alrededores (año 2018).²⁹

La extracción de minerales metalíferos, con una ocupación de mercado de 4,55% posee potencial de utilización de hidrógeno gaseoso en procesos de extracción y purificación, como combustible para la maquinaria pesada y como parte de la elaboración de explosivos. Por ejemplo, el yacimiento minero Los Pelambres, que podría representar un potencial comprador de hidrógeno, se encuentra a una distancia

²⁹ Plataforma de información sobre empresas y actividades económicas por región <https://adalytics.cl/>

de 110 kms de la subestación Illapel, donde se produciría hidrógeno a partir de excedentes de generación renovable a partir de PMGD de la zona.

Adicionalmente, en el sector agrícola, que ocupa un 7,7% del total del sector económico, presenta una potencial demanda de amoniaco verde como fertilizante. Es relevante destacar que la producción de amoniaco se puede realizar en pequeños volúmenes, siendo compatible con la producción proveniente de pequeños medios de generación renovable.

Mientras que, en el sector eléctrico, se identifican oportunidades en el almacenamiento de energía como hidrógeno gaseoso y su posterior utilización en celdas de combustible, para inyectar al sistema eléctrico en momentos de escasez energética y precios altos, representando una alternativa al almacenamiento de energía mediante baterías.

Finalmente, en telecomunicaciones, se identifica la potencial instalación de sistemas de respaldo energético mediante el uso de celdas combustible.

6.2.2 El Manzano

El sector de El Manzano, situado en la comuna de las Cabras, Región de O'Higgins, posee un potencial uso de hidrógeno en forma de amoniaco como fertilizante para la agricultura, dada la preponderancia de este sector, con aproximadamente un 44% (Figura 32) de participación total, por lo tanto, este sector se identifica como un mercado potencial de amoniaco verde.

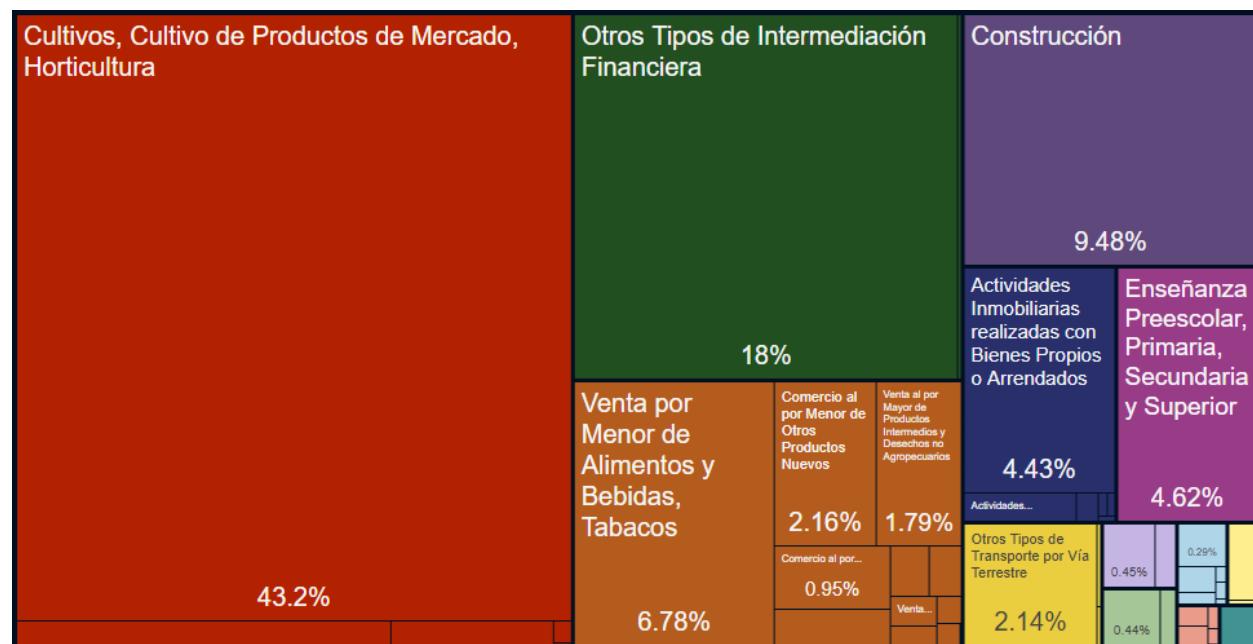


Figura 32: Composición de mercado en Las Cabras según subrubro económico en la zona de El Manzano y alrededores (año 2018).³⁰

En el sector de Transporte, con una participación de un 2,14%, se identifica que las unidades con combustible tradicional podrán ser reemplazadas por unidades basadas en celdas de combustibles tales

³⁰ Plataforma de información sobre empresas y actividades económicas por región <https://adalytics.cl/>

como: maquinaria pesada, buses rurales e interprovinciales, vehículos de transporte de carga, entre otros. Adicionalmente, se identifican oportunidades de almacenamiento energético para autoconsumo.

También, se han identificado oportunidades de utilización de amoníaco verde como agente antibacteriano en el tratamiento de aguas, lo que ocupa un 0,44% de cuota de mercado. Además, se han identificado oportunidades en la fabricación de vidrios (Por ejemplo, Vidriera MS Ltda.) y en telecomunicaciones para la implementación de sistemas de respaldo energético (Por ejemplo, VTR S.A., Entel S.A., Movistar S.A.).

6.2.3 Cauquenes

La comuna de Cauquenes, situada en la Región del Maule, tiene importantes sectores dedicados a la agricultura y silvicultura, totalizando en conjunto un 36% de cuota de mercado aproximadamente, según Figura 33 por lo tanto, se observa un gran potencial en la creación de una industria de amoniaco verde para su uso como fertilizante y como materia prima para compuestos nitrogenados de mayor complejidad. Además, se identifica un sector minero con un potencial uso de explosivos basados en amoniaco.

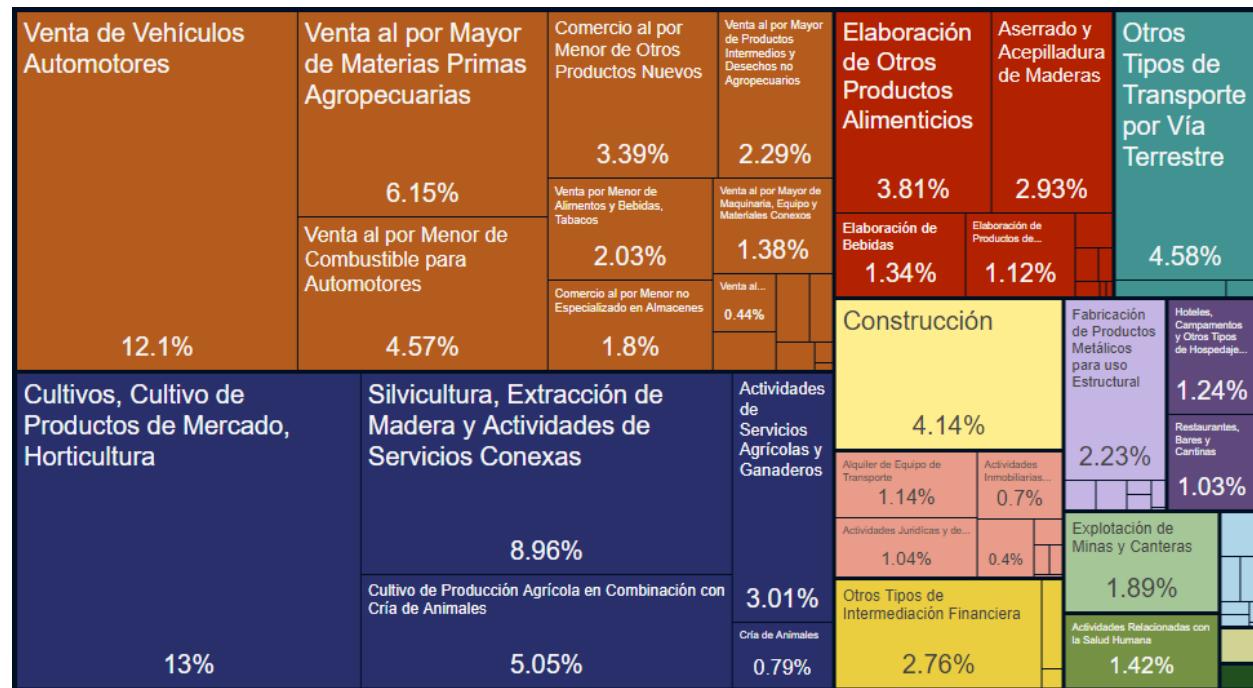


Figura 33: Composición de mercado en Cauquenes según subrubro económico en la zona de Cauquenes y alrededores³¹.

Adicionalmente, el sector forestal (con un 8,96% de participación de mercado) posee potencial para la elaboración de combustibles sintéticos, los cuales pueden utilizar la infraestructura de combustibles existente mientras se desarrolla la transición a hidrógeno comercial.

³¹ Plataforma de información sobre empresas y actividades económicas por región <https://adalvtics.cl/>

La industria de alimentos, con un 3,81% de participación, posee oportunidades en el abastecimiento de hidrógeno verde para sus procesos. Adicionalmente, en el sector de Aserrado y Acepilladura, con una participación de 2,93%, se identifica una potencial fabricación de combustibles sintéticos en menor escala.

El sector de transporte, con una participación de mercado mayor a 4,6%, puede abastecerse de combustibles sintéticos elaborados localmente, mientras reemplaza su flota con unidades basadas en celdas de combustible, tales como buses interurbanos, interprovinciales, camiones de carga, maquinaria pesada y automóviles particulares.

En el sector energético, se identifica su uso como medio de almacenamiento energético y posterior inyección a la red eléctrica en momentos de escasez, como también para ser usado en sistemas de respaldo para sistemas críticos (por ejemplo, empresas de telecomunicaciones como VTR S.A., Entel S.A, Movistar S.A.).

6.3 Ayudas financieras para proyectos de hidrógeno verde en Chile

En función de las investigaciones realizadas, junto con reuniones con distintos stakeholders, se pudo verificar que no existen mecanismos de financiamiento específicos para el desarrollo de proyectos de hidrógeno de pequeña escala en Chile.

Adicionalmente, el financiamiento mediante instituciones bancarias u otros financiamientos privados, requieren de contratos de mediano o largo plazo, de venta de hidrógeno, los que actualmente, debido al poco desarrollo en la demanda de este mismo, son difíciles de conseguir.

Existen iniciativas emergentes de parte de instituciones principalmente públicas, para crear mecanismos de financiamiento. Por ejemplo, el pasado 3 de noviembre, el ministerio de Energía lanza la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde³², donde anuncia la realización de una ronda de financiamiento para apalancar proyectos de hidrógeno verde por 50 millones de dólares (MUSD).

A continuación, se describen distintas ayudas financieras genéricas a las cuales se puede optar como proyecto en el campo de la sustentabilidad y energías renovables en Chile.

6.3.1 CORFO – programa crédito verde^{33,34}

Este programa se trata de un crédito de CORFO a través de un banco intermediario, para proyectos ya financiables³⁵. Se busca invertir en iniciativas de energías renovables, eficiencia energética y economía circular, potenciando proyectos que mitiguen el cambio climático, ya sea con este objetivo directo o mejorando la sustentabilidad ambiental de las empresas. El financiamiento es otorgado por *Intermediarios Financieros* que operan en este programa, mediante operaciones de crédito de hasta 15 años plazo y hasta un 70% del monto total de inversión con tope de USD20.000.000.

Para proyectos de generación eléctrica renovable, se estima que el promedio de los créditos esté alrededor de los 7 MUSD, mientras que para proyectos de economía circular, eficiencia energética o autoabastecimiento en base a energías renovables, los créditos bordearían los 250.000 USD. Para acceder a estos, las empresas deben solicitarlos directamente en alguno de los intermediarios financieros que operan este programa.

6.3.1.1 Tipo de financiamiento

Créditos, donde Banco BICE y Banco Security actúan como intermediarios financieros.

6.3.1.2 Requisitos

Registrar ventas anuales de hasta UF 600 mil, pudiendo acceder a un financiamiento de hasta el 70% de la inversión total requerida para el proyecto, por un plazo máximo de 15 años.

³² https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-chile.pdf

³³ https://www.corfo.cl/sites/cpp/programa_credito_verde

³⁴ <https://www.corfo.cl/sites/Satellite?blobcol=urldata&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1475167662394&ssbinary=true>

³⁵ Entiéndase por esto, proyectos en una etapa donde el modelo de negocios ya ha sido desarrollado, se conoce la principal fuente de ingresos futuros, el segmento del mercado, la regulación en la que está inserta la demanda, así como el nivel de incertidumbre asociado a los flujos futuros.

6.4 Ley de investigación y desarrollo

La llamada Ley I+D es un incentivo que tiene por objetivo mejorar la capacidad competitiva de empresas chilenas. Permite aplicar beneficios tributarios por hasta un 52,55% del gasto empresarial invertido en investigación y/o desarrollo.

6.4.1.1 Tipo de financiamiento

Beneficios tributarios, corresponden a un 35% de crédito tributario contra el impuesto de primera categoría sobre el monto invertido en I+D y el 65% restante del monto invertido podrá ser considerado como gasto necesario para producir la renta, independiente del giro de la empresa.

Algunas características importantes que destacar son³⁶:

- Permite aplicar beneficios tributarios por los gastos internos de I+D y/o la contratación de cualquier entidad que ejecute el proyecto I+D.
- Tiene un tope anual de 15.000 UTM (correspondiente a aproximadamente 1 MUSD) de crédito tributario (35% del gasto) por contribuyente.
- Empresas en situación de pérdida tributaria o que no disponen de impuesto suficiente contra el cual aplicar el crédito tributario, pueden aplicarlo en ejercicios siguientes.
- Complementaria con otros apoyos de financiamiento público, permitiendo aplicar los beneficios sobre el aporte empresarial.
- Permite presentar proyectos de manera asociativa, aplicando cada empresa beneficios tributarios por el aporte realizado a la ejecución del proyecto.
- Reconocimiento de gastos retroactivos en caso de presentar previamente una Manifestación de intención de hacer uso Ley I+D.

6.4.1.2 Requisitos

- Ser contribuyente de primera categoría
- Declarar renta mediante contabilidad completa
- Disponer de un proyecto de Investigación y/o Desarrollo por un monto mínimo de 100 UTM
- Pagar un arancel al momento de solicitar la certificación

6.4.2 Green Climate Fund (GCF)³⁷³⁸

Se trata de un fondo establecido el 2010 en la COP16 como un vehículo financiero dedicado a ayudar a países en desarrollo a reducir sus emisiones y mejorar la capacidad de responder al cambio climático. En Chile se han financiado 3 proyectos con este fondo.

³⁶ CORFO, ley I+D. https://www.corfo.cl/sites/cpp/incentivo_tributario

³⁷ GIZ, Anexo 3: "Informe final: Opciones de financiamiento climático para proyectos innovadores en el sector energético en Chile", Agosto 2020. Disponible en <https://www.4echile.cl/publicaciones/estudio-opciones-de-financiamiento-climatico-para-proyectos-innovadores-en-el-sector-energetico-de-chile/>

³⁸ <https://www.greenclimate.fund/projects/process>

6.4.2.1 Tipo de financiamiento

El GCF emplea varios instrumentos financieros para hacer viables proyectos verdes. Se puede postular y combinar más de un instrumento propio del fondo o de otras fuentes. Las formas de financiamiento que ofrece el fondo son:

1. Subvenciones: Recursos para financiar inversiones sin expectativa de que se reembolse el dinero. Se pueden proporcionar por adelantado o mediante un calendario basado en incentivos.
2. Deuda: Es la transferencia inicial de recursos, con el acuerdo de que el dinero será reembolsado en condiciones más favorables que las condiciones del mercado.
3. Inversión: Emplear patrimonio en un proyecto o activo para aprovechar la deuda y lograr mejores retornos.
4. Pagos basados en el rendimiento: Tiene como objetivo fomentar la innovación e implementación exitosa y corresponde a una subvención o préstamo en condiciones favorables que se desembolsa en tramos contra el cumplimiento de objetivos predefinidos.
5. Garantías: Son compromisos en que un garante se compromete a cumplir con las obligaciones de un prestatario con un prestamista en caso de incumplimiento, a cambio de una tarifa. Pueden cubrir toda o parte de la inversión.

6.4.2.2 Criterios de selección

El fondo cuenta con 6 criterios de elegibilidad, siendo estos:

1. Potencial del proyecto para aportar al logro de los objetivos del GCF.
2. Potencial de replicabilidad y la escalabilidad del proyecto.
3. Potencial de desarrollo sostenible de los beneficios y prioridades más amplias del proyecto.
4. Necesidades de país y población beneficiaria.
5. Políticas, estrategias climáticas e instituciones del país beneficiario.
6. Solidez económica y financiera del proyecto.

6.4.3 Green Environmental Facility (GEF)³⁹⁴⁰

El GEF surge en 1992 para apoyar el desarrollo de proyectos que busquen solucionar problemas ambientales. Se trata de un fondo para países en desarrollo que, gracias a la contribución de 40 países, se repone cada cuatro años.

En Chile, este fondo ha financiado 73 proyectos durante sus seis primeros ciclos. La tercera convocatoria para el séptimo ciclo de financiamiento (GEF-7), correspondiente a los años 2018-2022, cerró en septiembre de este año; sin embargo, en caso de que no sean asignados los fondos restantes, se abriría una cuarta convocatoria. Mientras que el próximo ciclo será durante el período 2022-2026.

³⁹ GIZ, Anexo 4: "Informe final: Opciones de financiamiento climático para proyectos innovadores en el sector energético en Chile", Agosto 2020. Disponible en <https://www.4echile.cl/publicaciones/estudio-opciones-de-financiamiento-climatico-para-proyectos-innovadores-en-el-sector-energetico-de-chile/>

⁴⁰ <https://www.thegef.org/country/chile>

6.4.3.1 Tipo de financiamiento

Tanto el monto como los tipos de financiamiento varían según los ciclos, en el caso del periodo 2018-2022, el GEF-7 contempla un monto de USDMM 136, con un límite de financiamiento por proyecto de USDMM 15.

En cuanto a los tipos de instrumentos financieros, se diseña cada programa del GEF con instrumentos no subsidiario adecuados y que otorguen el mejor respaldo dependiendo de las condiciones y objetivo del proyecto.

El proceso de solicitud es variado, existe más de una forma de postular a estos fondos, dependiendo del tipo de proyecto y financiamiento al que se quiere acceder.⁴¹

6.4.3.2 Requisitos

Para postular a estos fondos, los proyectos deben cumplir con varios criterios, dentro de los que destacan los siguientes:

- Criterio geográfico: pertenecer a países elegibles por el GEF, dentro de los cuales está Chile.
- Prioridad nacional: el proyecto debe ser coherente con las prioridades nacionales.
- Financiamiento: el proyecto debe buscar financiamiento GEF solo para costos incrementales acordados para lograr beneficios ambientales globales.
- Participación entidades públicas: el proyecto debe involucrar al sector público en el diseño e implementación del proyecto.

6.4.3.3 Criterios de selección

Al momento de seleccionar los proyectos que de adjudican los fondos, se hace según los siguientes criterios:

1. Escalabilidad: Se enfatiza en estructuras de financiamiento o plataformas de inversión que permitan ampliar las propuestas más allá del proyecto puntual a financiar.
2. Porcentaje de cofinanciamiento apropiado: De acuerdo con el impacto esperado de la propuesta, con el contexto del área focal y las capacidades del país receptor. En general, el GEF brinda la mínima concesionalidad requerida por el proyecto, es decir, que su aporte sea el mínimo suficiente para movilizar otras fuentes de financiamiento
3. Términos financieros atractivos: Las propuestas deben incluir un “term sheet” con las condiciones indicativas del proyecto.
4. Alta adicionalidad financiera: Se deben especificar las barreras financieras abordadas con los recursos del financiamiento mixto del GEF; y una cuantificación de esta adicionalidad financiera.
5. Capacidad de generar retornos para el GEF: Cualquier retorno financiero, ganancias o interés ganado por instrumentos no subsidiarios deben ser transferidos al GEF. Se requiere que las propuestas presenten un cronograma de estos flujos.

⁴¹ Estos procesos de detallan en el Anexo 4 del “Informe final: Opciones de financiamiento climático para proyectos innovadores en el sector energético en Chile”, disponible en el siguiente enlace: <https://www.4echile.cl/publicaciones/estudio-opciones-de-financiamiento-climatico-para-proyectos-innovadores-en-el-sector-energetico-de-chile/>

6. Soluciones financieras innovadoras: Incluyen soluciones digitales o tecnologías para la protección del medio ambiente, plataformas que vinculan consumidores y proveedores, fintech, blockchain, VSP o plataformas que vinculan múltiples stakeholders.
7. Beneficios medio ambientales globales: Las propuestas serán evaluadas en base a su contribución a las Áreas Focales, Programas de Impacto y a la capacidad de la propuesta de generar estos beneficios medio ambientales.

6.4.4 Otros planes de financiamiento a mediano y largo plazo

6.4.4.1 Ministerio de Energía de Chile⁴²

El Ministerio de Energía se encuentra trabajando en la formulación apoyos financieros a proyectos de hidrógeno verde, dentro de los cuales están:

- Destinar 50 MUSD en subsidios a empresas con proyectos de hidrógeno verde. Concurso para el 2021, en etapa de formulación junto a CORFO.
- Destinar 350 MCLP (equivalente a casi 500.000 USD) para promover aplicaciones y recambios tecnológicos que impulsen la demanda de hidrógeno en el país. Fondos se entregarían a través de la Agencia de Sostenibilidad Energética y el concurso se encuentra en etapa de formulación.
- Destinar 300.000 EUR (aproximadamente 370.000 USD) para estudios de pre-inversión, en concurso junto a la Agencia Chilena de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AGCID) y CORFO

⁴² Fuente: D. Hermosilla, Profesional Unidad de Nuevos Energéticos en Ministerio de Energía de Chile. (comunicación personal, 14 de diciembre 2020).

7 Difusión

De acuerdo con las actividades comprometidas en el marco del estudio, se contempla la realización de dos actividades de difusión posteriormente a su finalización. Al término de este estudio, se realizaron dos sesiones de difusión;

- Presentación de resultados en la última jornada de Cavendish Tour, organizada por el Club de Innovación y H2 Chile el cual fue difundido en algunos medios de comunicación del rubro energía⁴³
- Presentación a comité técnico del estudio, con participantes de distintas empresas, entidades públicas (Ministerio de Energía, GIZ) y asociaciones gremiales (H2Chile, ACESOL, ACERA, APEMEC).

8 Reuniones sostenidas

En el marco del presente estudio, el equipo Consultor junto con la contraparte técnica sostuvo reuniones con distintos agentes para presentar los resultados principales del estudio en cuanto a los recortes de generación ERNC y las oportunidades de desarrollar negocios duales de producción conjunta hidrógeno/energía. En la tabla siguiente se presenta una lista de las empresas y las personas de contacto.

Tabla 13: Empresas y contactos en reuniones sostenidas para presentar resultados del estudio.

Empresa	Persona y cargo	Contacto
AES Gener	Milton Rosales, Gerente hidrógeno verde.	milton.rosales@aes.com
Latin American Power (LAP)	Christian Soto, Gerente Comercial y Regulación Chile/Perú.	christian.soto@latampower.com
First Solar	Gabriel Ortiz, Asset Manager.	gabriel.ortiz@firstsolar.com
ACESOL	Manoel Beyris, Director.	mbeyris@acesol.cl
Infinity H2	Cristian Bowen, Program Manager.	cbowen@infinityh2.com

De las reuniones sostenidas, se pudieron obtener las siguientes lecciones:

- Se pudo validar tanto la metodología aplicada como los resultados obtenidos en la proyección de mercado y recortes, tanto de grande como pequeña escala. En esta línea, se ha propuesto algún mecanismo que permita gestionar los riesgos de recortes así como su variabilidad a lo largo del tiempo.
- Existe mucho interés en las distintas empresas en entrar en el negocio del hidrógeno, aunque con distintos estados de desarrollo. Por ejemplo, en algunas empresas existen ya gerencias de hidrógeno y personal dedicado a liderar el área. En otras, existe interés a nivel de gerencia general

⁴³ Revista electricidad “Estudio señala que producción de hidrógeno minimiza vertimiento de generación ERNC “<https://www.revistaei.cl/2021/01/28/estudio-señala-que-producción-de-hidrógeno-minimiza-vertimiento-de-generación-ernc/#>

y/o directorios en considerar oportunidades de negocio en esta área, pero no han iniciado un tratamiento interno formal.

- Respecto a la parte técnica de proyectos de hidrógeno, se puede señalar que estos son altamente versátiles con múltiples aplicaciones. La tecnología permite una modularidad significativa, para partir de proyectos pequeños y después crecer en tamaño con un costo incremental menor.
- Respecto a cuestiones asociadas al financiamiento, se comentó que no hay mecanismo de financiamiento especiales para este tipo de iniciativas. En general, se requiere contratos de suministro firmes, de larga duración lo cual es complejo de conseguir. Esto porque es la manera tradicional de obtener financiamiento con la banca.
- Otra importante barrera se relaciona con conectar productor con demanda por hidrógeno. Existe tecnología probada para la producción de hidrógeno, y se estima que sería expedita su integración junto con plantas ERNC, pero faltan consumidores del hidrógeno producido. Es decir, falta que por el lado de la industria haya una transformación de las soluciones tradicionales, lo cual requiere de inversiones. La inercia de las soluciones actuales reduce los incentivos a invertir en la tecnología necesaria para cambiarse. Los distintos participantes de las reuniones señalan al Estado como agente clave para romper esa inercia e incentivar la activación de la demanda por hidrógeno.

9 Conclusiones

Se utilizaron modelos matemáticos de optimización para determinar escenarios futuros de generación eléctrica y, así, recortes de generación renovable. También, se diseñó un modelo de optimización novedoso, que permite identificar las operaciones óptimas de plantas PMGD duales, optimizando sus operaciones entre la generación eléctrica y la producción de hidrógeno, para dos variantes de modelo de negocio. Junto con optimizar operaciones, el modelo también puede optimizar variables de inversión, tanto en capacidad de electrolizador como en generación solar fotovoltaica PMGD, con el fin de maximizar utilidad para los inversionistas.

Con respecto a los vertimientos de generación renovable de gran escala, se espera que éstos se estabilicen en torno al 8% en el largo plazo. Las zonas de mayor vertimiento, y donde se podría producir hidrógeno a gran escala a partir de estos, son las regiones de Antofagasta, Biobío y Los Lagos. Se discutió como se forman los recortes de generación renovable, demostrándose que ciertos niveles de recorte son una condición estructural del sistema. Por lo tanto, la evaluación futura de proyectos de generación debiera internalizar esta condición, pudiendo ser una oportunidad para desarrollar otros negocios que aprovechen la energía que no pueda inyectarse a la red, como es la producción de hidrógeno.

Con el fin de estudiar oportunidades para empresas de mediana y pequeña escala (PYMES), se llevó a cabo, en primer lugar, un análisis de proyectos PMGD en desarrollo. Mediante un proceso de cálculo que involucró levantar datos de demanda y generación horaria, se identificaron distintas zonas críticas del país donde se presentarían altos niveles de recortes de generación producto de la congestión en las subestaciones primarias de distribución.

En segundo lugar, a través de una colaboración con ACESOL, se recabaron datos de tres proyectos específicos en distinto estado de desarrollo que estuviesen expuestos a recortes de generación, y que estuviesen interesados en desarrollar modelos duales de negocios energía-hidrógeno. La rentabilidad de estos proyectos fue evaluada para el horizonte 2021-2040 mediante un modelo de optimización que permite dimensionar el electrolizador asociado a la planta PMGD individual con el fin de maximizar la utilidad esperada del proyecto, tanto por venta de energía a precio estabilizado, como por venta de hidrógeno, incluyendo los costos de desarrollar y operar un electrolizador.

La rentabilidad de estos proyectos fue estudiada ante distintos escenarios futuros de precios de hidrógeno, precio estabilizado y congestión/recortes. Nuestras cuantificaciones demuestran que se puede controlar de forma eficiente la TIR de proyectos que pueden enfrentar recortes, gracias a la inversión en electrolizadores. El negocio de hidrógeno como complemento al de energía permite mitigar los impactos negativos asociados a la ocurrencia de escenarios desfavorables (i.e., cuellos de botella que provoquen recortes de generación). Asimismo, se demuestra que el tamaño óptimo del electrolizador asociado a un proyecto PMGD dependerá del nivel del precio estabilizado, los escenarios de vertimiento, la estructura de la deuda, y las preferencias de riesgo de los inversionistas.

Finalmente, mediante una variante del modelo de optimización desarrollado, se llevó a cabo un estudio de negocios duales energía/hidrógeno desde una perspectiva comunitaria, para tres zonas identificadas con alta congestión: Illapel, El Manzano (Las Cabras) y Cauquenes. En este enfoque se busca maximizar la utilidad esperada del conjunto de plantas PMGD por venta de energía e hidrógeno, incluyendo los costos de desarrollar y operar el electrolizador, así como los costos de desarrollar nuevas plantas PMGD. Este modelo permite entender como la instalación de electrolizadores zonales complementa la

generación eléctrica y permite el desarrollo de nuevos proyectos PMGD a futuro, incluso, en presencia de congestiones de la SS/EE primaria.

Para estas tres zonas, los estudios económicos demuestran que proyectos duales se podrían materializar a precios relativamente bajos, del orden de 2-3 US\$/kg de hidrógeno. Más aún, precios de este orden podrían originar una condición de equilibrio a futuro donde, a pesar de los cuellos de botella originados por subestaciones primaria, existan los incentivos para desarrollar más proyectos PMGD en la zona, donde una fracción de la capacidad de la planta se destine a producir electricidad y otra fracción a la producción de hidrógeno. Más aún, para los tres casos explorados, precios del orden de 3 US\$/kg podrían producir una integración total del potencial de proyectos PMGD futuros considerados. Estos precios relativamente bajos de hidrógeno se explican por dos razones fundamentales:

- El costo marginal de la energía eléctrica utilizada para producir parte del hidrógeno es cercana a 0 US\$/MWh, ya que, de no aprovecharse para producir hidrógeno, no se podría utilizar para producir electricidad debido a las restricciones de la red eléctrica (subestaciones primarias).
- Las plantas duales presentan varios ingresos provenientes de varios mercados:
 - Ingresos por venta de hidrógeno
 - Ingresos por venta de energía a la red
 - Ingresos por pagos por suficiencia
 - Potenciales ingresos por prestación de servicios complementarios
 - Potenciales ingresos por venta de oxígeno

Aparte del trabajo cuantitativo, este proyecto llevó a cabo una serie de entrevistas. De las reuniones con varios *stakeholders*, se extrajeron varias conclusiones interesantes que se enumeran a continuación:

- Existe conciencia de que los niveles de recortes de generación a futuro pueden ser importantes y a la vez variables según la zona del país y el año de estudio, por lo que se propone evaluar esquemas tipo “seguro” que permitirían a proyectos ERNC aplacar dicha variabilidad.
- Existe un gran interés entre las empresas de generación renovable (de pequeña y gran escala) por los negocios asociados al hidrógeno, incluyendo plantas duales.
- Existe un grado de desarrollo diverso entre los inversionistas, desde un estado de interés inicial hasta inversionistas con proyectos avanzados.
- Con respecto a estos últimos, se identifica una barrera importante asociada a la demanda de hidrógeno, ya que los posibles compradores actualmente se encuentran realizando sus actividades de la forma *business as usual*, utilizando alternativas tradicionales al hidrógeno. Se reconoce que esto requerirá un esfuerzo de toda la industria y del Estado.
- Se sugiere que el estado coordine los esfuerzos que lleven a impulsar la demanda de hidrógeno, ya que para los desarrolladores de proyectos de (producción de) hidrógeno esto significa un esfuerzo fuera de su área de *expertise*.
- Se identifica una barrera importante en el financiamiento de proyectos de hidrógeno, especialmente para aquellos asociados a proyectos de pequeña y mediana escala (Pymes). En este sentido, la ronda de financiamiento anunciada por el Ministerio de Energía en su estrategia, debiera considerar también este aspecto.

Finalmente, como trabajo futuro se propone complementar los análisis realizados en este estudio (enfocados en la oferta y producción de hidrógeno) con un análisis en profundidad de la demanda a nivel regional y desagregado por actividad económica, lo cual fue realizado de manera preliminar en el presente estudio.

Anexo A Estimación recortes anuales para plantas en operación

Tabla 14: Estimación de GWH de recortes anuales para diversas plantas en operación o próximas a ingresar.

Zona	Central	Tecnología	Fecha entrada estimada	Capacidad [MW]	Empresa	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Antofagasta norte	HUATACONDO_FV	Solar	En operación	103.17	Austrian Solar	6.2	10.1	15.6	25.3	10.1	15.2	9.4	15.2	10.1	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2
Antofagasta norte	SOL_DE_DESIERTO_1_FV	Solar	2022-01	175	Atlas	7	10.1	15.6	25.3	10.1	15.2	9.4	15.2	10.1	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2
Antofagasta norte	SOL_DE_DESIERTO_2_FV	Solar	2022-01	55	Atlas	5.7	8.8	14.2	25.3	10.1	15.2	9.4	15.2	10.1	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2
Antofagasta norte	Santa Isabel Fase 2	Solar	2022-01	94	Total Eren	4.2	7.8	12.8	25.3	10.1	15.2	9.4	15.2	10.1	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2
Antofagasta norte	SANTA_ISABEL_ETAPA_I_FASE_I_FV	Solar	2020-10	70	Total Eren	8.5	12.2	17.8	25.3	10.1	15.2	9.4	15.2	10.1	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2	9.4	15.2
Antofagasta norte	NUEVO_QUILLAGUA_FV	Solar	En operación	100	Greenergy	11.4	15.6	20.3	32.5	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3
Antofagasta sur	Cerro_Tigre_EO	Eólico	2021-06	184.8	Mainstream	12.1	15.6	20.3	32.5	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3
Antofagasta sur	Llanos_del_viento_EO	Eólico	2022-06	156	Mainstream	10.6	14.2	18.8	31.5	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3
Antofagasta sur	PAMPA_TIGRE_FV	Solar	2022-01	102	Mainstream	11.4	15.6	20.3	32.5	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3
Atacama norte	LUZ_DEL_NORTE_FV	Solar	En operación	141	LDN	12.1	15.6	20.3	32.5	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3
Atacama norte	CARRERA_PINTO_FV	Solar	En operación	93.5	Enel	13.8	18.4	23.1	37.8	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3
Atacama norte	CAMPOS_DEL_SOL_FV	Solar	2021-05	400	Enel	11.2	15.6	20.3	32.5	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3	15.6	25.3

Los Lagos	Puelche_Sur_EO	Eólico	2022-06	156	Mainstream	62.1	83.5
Los Lagos	AURORA_EO	Eólico	En operación	129	AELA	35	47