



Uso de hidrógeno verde para el suministro de energía fuera de la red

en microrredes y redes pequeñas de electricidad en Chile

Índice

1. Introducción	4
2. Panorama de las redes eléctricas y del suministro de energía en Chile	5
2.1. Transición energética, mercado energético y política energética en Chile	5
2.2. Retos actuales	13
2.3. Actividades y redes existentes	15
3. Panorama de las redes eléctricas en Chile	17
3.1. Redes grandes	17
3.2. Redes medianas	20
3.3. Redes pequeñas y microrredes	23
3.4. Suministro de electricidad sin conexión a la red	26
4. Casos de uso del hidrógeno en el suministro de energía con análisis técnico-económico	28
4.1. Introducción al modelo de simulación	29
4.2. Supuestos económicos	32
4.3. Caso 1: Microrred de Melinka	34
4.4. Caso 2: Red mediana de electricidad de Aysén	46
4.5. Caso 3: Empresa del sector del salmón, Multiexport	58
5. Opciones de financiamiento	66
6. Medidas de acción recomendadas	73
7. Bibliografía	75

Índice de figuras

Figura 1: Potencial de las energías renovables en el norte de Chile	6
Figura 2: Potencial de las energías renovables en el sur de Chile	7
Figura 3: Objetivos de la agenda «Energía 2050»	9
Figura 4: Capacidad total instalada en las redes SEN, SEM y SEA, mayo de 2021	18
Figura 5: Capacidad de generación eléctrica instalada por tipo de generación en Chile	19
Figura 6: Transformación de entrada/salida del simulador multivectorial	31
Figura 7: Clasificación geográfica de Melinka	35
Figura 8: Perfil de consumo de Melinka, año	38
Figura 9: Perfil de consumo de Melinka, ejemplo de una semana	39
Figura 10: Potencial renovable solar y eólico en Melinka	40
Figura 11: Gráfico del sistema energético de Melinka: energías renovables, baterías de litio e hidrógeno	41

Figura 12: Comparación de escenarios Melinka - Capacidades óptimas	42
Figura 13: Análisis de sensibilidad de Melinka - Precio del diésel	44
Figura 14: Análisis de sensibilidad de Melinka - Reducción de costos previstos para las tecnologías de hidrógeno	45
Figura 15: Clasificación geográfica de Aysén	47
Figura 16: Ubicación geográfica de los subsistemas en la región de Aysén	48
Figura 17: Generación de electricidad por tipo de generación en GWh.....	49
Figura 18: Perfil de consumo de Aysén, año	50
Figura 19: Perfil de generación horaria de las centrales hidroeléctricas de Aysén	51
Figura 20: Potencial renovable solar y eólico en Aysén	52
Figura 21: Gráfico del sistema energético de Aysén: Energías renovables, baterías de litio e hidrógeno	53
Figura 22: Comparación de escenarios de Aysén - Capacidades óptimas	54
Figura 23: Análisis de sensibilidad de Aysén - Precio del diésel.....	56
Figura 24: Análisis de sensibilidad de Aysén - Reducción de costos previstos para las tecnologías de hidrógeno	57
Figura 25: Centros de producción de Multiexport	58
Figura 26: Perfil de consumo de Multiexport	60
Figura 27: Potencial renovable de la fotovoltaica en Multiexport.....	60
Figura 28: Gráfico del sistema energético para Multiexport: Energías renovables, baterías de litio e hidrógeno	61
Figura 29: Comparación de escenarios de Multiexport - Capacidades óptimas.....	62
Figura 30: Análisis de sensibilidad de Multiexport - Precio del diésel	64
Figura 31: Áreas de interés del Instituto Chileno de Tecnologías Limpias.....	68

Índice de tablas

Tabla 1: Número de hogares por región en pequeñas redes eléctricas por abastecimiento	23
Tabla 2: Número de hogares con sistemas de autoabastecimiento de electricidad por abastecimiento ..	24
Tabla 3: Número de hogares con sistemas de autoabastecimiento de electricidad por abastecimiento ..	25
Tabla 4: Condiciones del marco económico.....	33
Tabla 5: Costos de los componentes del sistema energético	34
Tabla 6: Consumo de electricidad de los distintos tipos de consumidores de Melinka	36
Tabla 7: Comparación de escenarios Melinka.....	43
Tabla 8: Comparación de escenarios Aysén	54
Tabla 9: Comparación de escenarios de Multiexport	62
Tabelle 10: Kataster Kleine Netze in Chile	83

1. Introducción

Debido a sus condiciones geográficas, climáticas y económicas, en la actualidad Chile ya se ve afectado por los impactos del cambio climático y se verá aún más afectado en el futuro. Además, muchas ciudades presentan altos niveles de contaminación del aire: el país tiene ecosistemas frágiles, incluidos los de montaña, y los ingresos económicos dependen en gran medida de la agricultura y de los recursos naturales. Es por ello que Chile cumple casi todas las características establecidas en el artículo 4 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

En el marco del Convenio de París firmado en la COP21, Chile se ha comprometido a reducir sus emisiones de CO₂ por unidad de PIB en un 30 % para 2030, en comparación con los niveles de 2007. Este año, Chile se convirtió en el primer país latinoamericano en entregar oficialmente la actualización de su *Contribución Nacional Determinada* (NDC) a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). En este acuerdo, Chile se compromete a establecer un presupuesto de emisiones de GEI no superior a 1.100 MtCO₂eq entre 2020 y 2030, con un máximo de emisiones de GEI (valor pico) en 2025, y un nivel de emisiones de GEI de 95 MtCO₂eq para 2030.

Como preparación para la COP25, el gobierno chileno también ha declarado el objetivo de que Chile sea neutral en cuanto a emisiones de CO₂ para el año 2050. En este contexto, el Ministerio de Energía ha elaborado un estudio metodológico y una previsión del consumo nacional de energía para analizar la contribución de las distintas medidas para lograr la neutralidad del CO₂.

En 2016, Chile emitió alrededor de 112 millones de toneladas de CO₂eq. El 78 % de estas emisiones de GEI se pueden atribuir al sector energético, siendo la generación de electricidad responsable del 32 %, el sector del transporte del 21 % y el sector de la industria y la minería de alrededor del 14 % de las emisiones de GEI.

Los sectores que tienen un mayor impacto en la mitigación de las emisiones de GEI según el análisis del Ministerio de Energía son la «Industria sostenible» (25 %, para las fuentes de energía principalmente a través de la electrificación) y el «Hidrógeno» (21 %). Las medidas de mitigación en estas dos áreas tienen el potencial de reducir casi la mitad de las emisiones de GEI necesarias para lograr la neutralidad climática en 2050, con reducciones de 16 MtCO₂eq y 15 MtCO₂eq respectivamente, principalmente a través de la reducción del consumo de diésel, la electrificación y el uso de hidrógeno verde.

El Ministerio de Energía chileno se ha fijado como objetivo para la presente legislatura investigar todos los aspectos de la economía del hidrógeno y aclarar las posibilidades de integración del hidrógeno como tecnología de almacenamiento en el suministro de energía y directamente como combustible. El hidrógeno tiene, por tanto, un gran potencial para la amplia sustitución de los combustibles fósiles, especialmente en el sector móvil. Debido a las excelentes condiciones de las energías renovables, Chile tiene la posibilidad de producir hidrógeno de forma segura, competitiva y con bajas emisiones.

Además, un estudio del Ministerio de Energía identificó 24.556 hogares (equivalentes a unas 75.000 personas) a nivel nacional sin acceso a la electricidad, siendo la región de Los Lagos la que presenta el mayor déficit. En este caso, la expansión de los sistemas energéticos descentralizados basados en energías renovables puede contribuir de forma significativa a avanzar en la electrificación y a descarbonizar las redes, que a menudo se abastecen de forma descentralizada mediante generadores diésel.

Para el Ministerio de Energía chileno, el uso de la tecnología de hidrógeno y de las pilas de combustible para la seguridad del abastecimiento de estas microrredes y redes medianas de electricidad es una de las líneas de acción priorizadas en la Estrategia Nacional de Hidrógeno de Chile, publicada en noviembre de 2020.

El objetivo del estudio era demostrar el potencial de uso de hidrógeno verde en aplicaciones fuera de la red, en una microrred (menos de 1,5 MW de capacidad instalada), una red mediana (entre 1,5 MW y 200 MW de capacidad instalada) y una empresa industrial no conectada a la red, para promover así una mayor electrificación en Chile, descarbonizar las redes, que a menudo se abastecen de forma descentralizada mediante generadores diésel, y en este contexto apoyar específicamente la consecución de los *Objetivos de Desarrollo Sostenible* (ODS), número 7: «Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos» y número 10: «Reducir las desigualdades». De este modo, el proyecto contribuirá a la política energética chilena en la consecución del objetivo de garantizar el acceso a los servicios energéticos a todos los chilenos, tal y como se recoge en la Ruta Energética 2018-2022.

2. Panorama de las redes eléctricas y del suministro de energía en Chile

2.1. Transición energética, mercado energético y política energética en Chile

Alrededor del 75 % de nuestro sistema solar está formado por hidrógeno. En forma elemental, el gas rara vez o nunca está presente en la naturaleza, sino que se presenta exclusivamente en forma ligada, predominantemente en el agua, pero también en el petróleo y otras sustancias orgánicas.¹ Desde su descubrimiento como alternativa a los combustibles fósiles, se le atribuye un importante papel en relación con la transición energética y la protección del clima. El foco de atención se centra en el hidrógeno verde, cuya electricidad para la electrólisis se obtiene de las llamadas energías verdes, como la energía eólica o solar, y cuya producción no libera CO₂ ni gases de efecto invernadero a la atmósfera. Además de su uso como materia prima industrial y como combustible en las pilas de combustible, el hidrógeno verde también ofrece la posibilidad de almacenar y transportar fácilmente la energía renovable y flexibilizar así el futuro suministro energético.² Se necesita mucha electricidad para la electrólisis: a presión normal, el consumo de energía eléctrica para 1 m³ de hidrógeno es de unos 4,3-4,9 kWh. Por lo tanto, para poder producir hidrógeno verde a precios competitivos, son indispensables unas condiciones excelentes para la generación rentable de electricidad a partir de energías renovables.

Para la aplicación de las tecnologías de hidrógeno, así como para la producción de hidrógeno verde a partir de energías renovables, existe un alto potencial y condiciones naturales favorables en Chile, especialmente en las áreas de energía hidroeléctrica, solar y eólica. Los lugares idóneos para la aplicación de las tecnologías fotovoltaica y termosolar se encuentran en las regiones que rodean el desierto de Atacama, en el norte de Chile, como se muestra en la figura 2.³ Con un rendimiento anual de más de 2.000 kWh por kilovatio pico en una superficie de más de

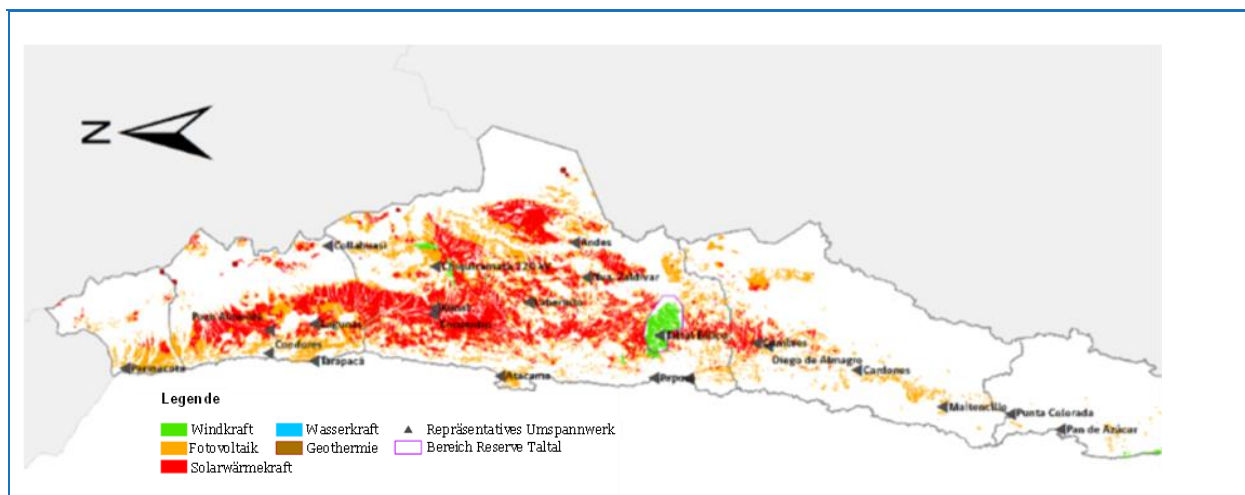
¹ Véase Jander, G. & H. Spandau (1977): Nomenclatura de los compuestos inorgánicos, en: *Kurzes Lehrbuch der anorganischen und allgemeinen Chemie* [Manual corto de química inorgánica y general], pág. 171.

² Véase BMWi (2020), *Was ist eigentlich grüner Wasserstoff?* [¿Qué es realmente el hidrógeno verde?] pág. 9, disponible en: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/07/Meldung/direkt-erklart.html> (fecha de visita: 21.06.2021).

³ Véase Ministerio de Energía (2019): Seminario Concentración Solar de Potencia: CSP en la planificación energética a largo plazo, pág. 4, disponible en: <https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/csetdocument/presentaciones/02-05-2019/190425%20JBustos%20Ministerio%20de%20Energia.pdf> (fecha de visita: 26.05.2021).

100.000 km², el desierto de Atacama es uno de los lugares con mayor radiación solar del mundo⁴. La potencia máxima potencial de los sistemas fotovoltaicos se mide en kilovatios pico. La cantidad media producida anualmente por los sistemas fotovoltaicos es de 900-1000 kWh por kilovatio pico⁵, lo que supone sólo la mitad del potencial que ofrece el norte de Chile.

Figura 1: Potencial de las energías renovables en el norte de Chile⁶



Otros emplazamientos potenciales para el uso de tecnologías eólicas están repartidos por las regiones costeras, que se extienden a lo largo de 4.200 km, especialmente en el sur del país, mientras que las grandes centrales hidroeléctricas están instaladas principalmente en las regiones montañosas del sur (véase la figura 3).⁷ La capacidad instalada de generación de electricidad con energías renovables es actualmente de 9 gigavatios, lo que corresponde a una cuota del 32,5 % de la capacidad total. La mayor parte corresponde a las plantas fotovoltaicas con 4.800 megavatios (cuota total del 16,8 %) y a los parques eólicos con 3.200 megavatios (11,3 %), además de las plantas termosolares con 110 megavatios (0,4 %) y las plantas geotérmicas con una capacidad de 81 megavatios (0,3 %).⁸

En general, el potencial de generación de electricidad a partir de energías renovables se estima en unos 1400-1800 gigavatios. La mayor parte corresponde a la fotovoltaica, con unos 900 gigavatios, y a la termosolar/CSP, con más de 500 gigavatios (a título comparativo: los sistemas fotovoltaicos instalados en Alemania tienen una capacidad

⁴ GiZ (2019): *Klar zur Wende: Chile setzt auf erneuerbare Energien* [Listos para el cambio, Chile apuesta por las energías renovables] disponible en: https://www.giz.de/de/mit_der_giz_arbeiten/81233.html (fecha de visita: 21.06.2021).

⁵ Véase N.N. (2020): *Kilowatt Peak: Was wird damit gemessen?* [Kilovatio pico: ¿Qué se mide con él?] disponible en: <https://www.wohnn.net.at/energie/strom/kilowatt-peak-20514> (fecha de visita: 21.06.2021).

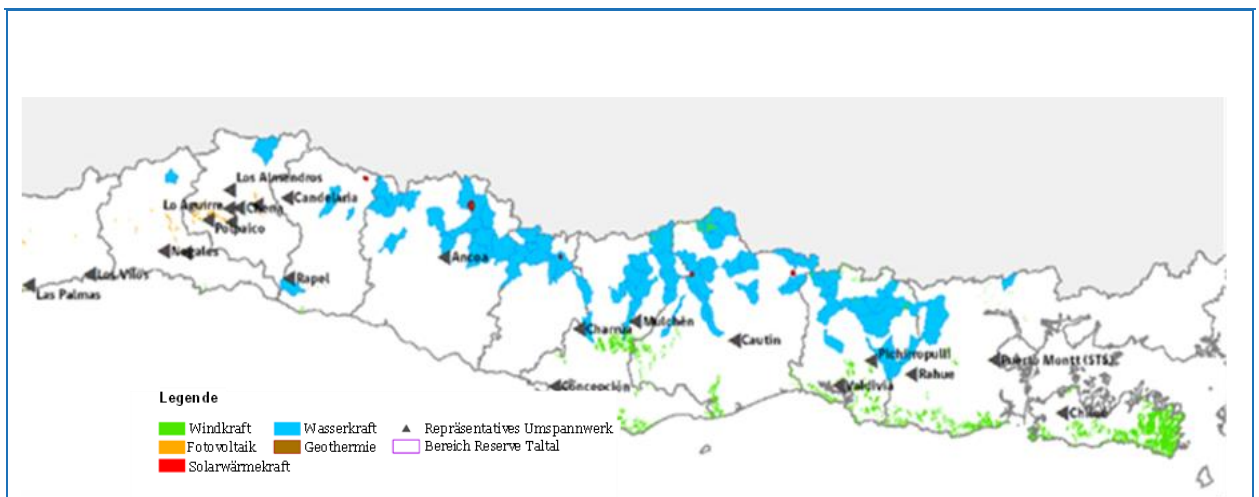
⁶ Ministerio de Energía (2019): Seminario Concentración Solar de Potencia, S. 4, unter: <https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/csetdocument/presentaciones/02-05-2019/190425%20JBustos%20Ministerio%20de%20Energia.pdf> (Abruf vom 05.10.2021).

⁷ Véase Ministerio de Energía (2019): Seminario Concentración Solar de Potencia: CSP en la planificación energética a largo plazo, pág. 4, disponible en: <https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/csetdocument/presentaciones/02-05-2019/190425%20JBustos%20Ministerio%20de%20Energia.pdf> (fecha de visita: 26.05.2021).

⁸ Véase ACERA (2021): Estadísticas (Mayo 2021), disponible en: <https://acera.cl/estadisticas/> (fecha de visita: 24.06.2021).

total de unos 50 gigavatios⁹). La energía eólica (40 gigavatios) y la geotérmica (2 gigavatios) podrían aportar una parte menor.¹⁰

Figura 2: Potencial de las energías renovables en el sur de Chile¹¹



Un factor esencial para la viabilidad económica de las plantas de generación de electricidad y de producción de hidrógeno a través de energías renovables no son sólo las condiciones naturales, sino también los costos de inversión y producción. En Chile no existen mecanismos de fomento directo, como los subsidios, ni están previstos, sino meramente disposiciones legales para la integración de las energías renovables y el apoyo indirecto a los proveedores de electricidad mediante la asignación de terrenos públicos a precios favorables.¹² Además de los

⁹ Kempkens, W. (2020): *Chile auf dem Weg zum Wasserstoffweltmeister*, [Chile va camino de convertirse en el campeón mundial de hidrógeno], disponible en: <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/erneuerbare-energien/chile-auf-dem-weg-zum-wasserstoff-weltmeister/> (fecha de visita: 22.06.2021).

¹⁰ Energía Abierta (2019): *Reporte Mensual ERNC Julio 2019*, pág. 2, disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/07/RMensual_ERNC_v201907.pdf (fecha de visita: 26.05.2021).

¹¹ Ministerio de Energía (2019): Seminario Concentración Solar de Potencia, S. 4, unter: <https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/csetdocument/presentaciones/02-05-2019/190425%20JBustos%20Ministerio%20de%20Energia.pdf> (Abruf vom 05.10.2021).

¹² Cámara Chileno-Alemana de Industria y Comercio (AHK Chile) (2020): Factsheet Chile. *Wasserstofftechnologien und Erzeugung von synthetischen Brennstoffen* [Tecnologías de hidrógeno y producción de combustible sintético], disponible en: <https://www.german-energy->

bajos costos de producción de la energía solar, por ejemplo, esto ha contribuido al rápido desarrollo del mercado en pocos años. Chile tiene actualmente la oportunidad de producir la energía solar más económica del mundo: En el norte del país, los costos de producción de un kilovatio-hora de electricidad solar son inferiores a 2 centavos de dólar, frente a unos costos tres veces superiores en Alemania.¹³

Para dar a conocer los potenciales existentes y su posible utilización, el gobierno chileno ya ha publicado varios programas con medidas y objetivos, entre ellos una estrategia energética para garantizar el suministro de energía en el futuro (2012)¹⁴, la «Ruta Energética» 2014¹⁵ y el programa «Energía 2050» que pretende acompañar el proceso de desarrollo del mercado energético. Este incluía también el objetivo clave de que las energías renovables representaran el 60 % de la capacidad de generación de electricidad instalada para 2035 y el 70 % para 2050. La siguiente figura muestra otros objetivos clave para el periodo hasta 2035 y hasta 2050 respectivamente.¹⁶

[solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Kurzinformationen/Technologiefactsheets/2020/fs-chile-2020-wasserstoff-erzeugung-synthetischer-brennstoffe.pdf?__blob=publicationFile&v=4](https://www.solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Kurzinformationen/Technologiefactsheets/2020/fs-chile-2020-wasserstoff-erzeugung-synthetischer-brennstoffe.pdf?__blob=publicationFile&v=4) (Fecha de visita: 21.06.2021)

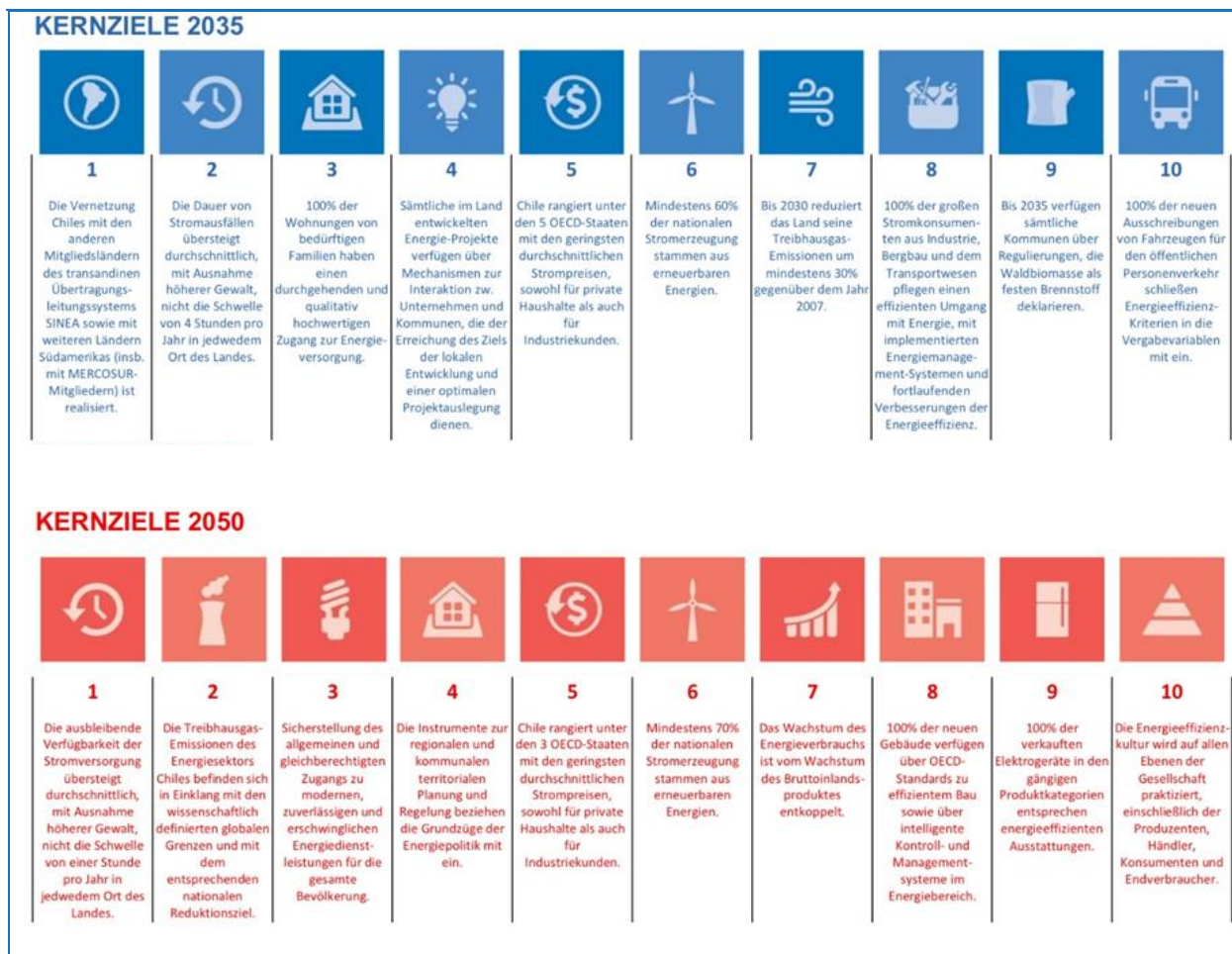
¹³ GiZ (2019): *Klar zur Wende: Chile setzt auf erneuerbare Energien* [Listos para el cambio, Chile apuesta por las energías renovables] disponible en: https://www.giz.de/de/mit_der_giz_arbeiten/81233.html (Fecha de visita: 21.06.2021).

¹⁴ Meyer, M. y Jung, W. (2012): El gobierno chileno presenta un nuevo concepto energético, disponible en: https://www.kas.de/c/document_library/get_file?uuid=6f7a9c7f-c821-5e18-bd71-327648afd608&groupId=252038 (fecha de visita: 26.05.2020)

¹⁵ Romero, A. (2014): *Agenda de Energía – un Desafío País, Progresos para Todos*, disponible en: http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/Documentos/AgendaEnergia.pdf (fecha de visita: 26.05.2021).

¹⁶ Ministerio de Energía (2015): *Energía 2050*, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf (fecha de visita: 26.05.2021).

Figura 3: Objetivos de la agenda «Energía 2050»¹⁷



Al inicio del segundo mandato del presidente Sebastián Piñera, en 2018, el Ministerio de Energía, liderado por la ministra Susana Jiménez, elaboró la Ruta Energética 2018-2022, en la que se enumeran 10 objetivos concretos para el sector energético durante el periodo legislativo hasta 2022. Se desarrollaron siete pilares como base. Esto incluye, por ejemplo, la modernización de la matriz energética con el objetivo de modernizar el mercado de la energía e impulsar el desarrollo de tecnologías y nuevas competencias en el sector energético. Además, se establecerá una electricidad con «sello social» para garantizar un acceso mejor y más fiable a la electricidad y a otros servicios energéticos también para los hogares socialmente desfavorecidos. También forman parte de ello la simplificación y el acortamiento de los procedimientos de aprobación, por ejemplo, la evaluación de impacto ambiental, así como un mejor asesoramiento para los nuevos proyectos. Para el cuarto pilar, la energía de bajas emisiones, también existe un marco estructural desde junio de 2019 en forma del Plan de Descarbonización con los objetivos de reducir

¹⁷ Ministerio de Energía (2015): *Energía 2050*, unter: http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf (Abruf vom 05.10.2021).

las emisiones en un 20 % para 2024 mediante el cierre de 8 centrales de carbón. Para 2040, la matriz energética deberá estar completamente libre de carbón y las 20 centrales eléctricas de carbón restantes también deberán cerrarse. Éstas deben ser sustituidas gradualmente por plantas de generación de energía renovable más competitivas, ya que Chile se ha fijado el objetivo de ser neutral en materia de CO₂ para el año 2050.¹⁸

Mientras tanto, se ha publicado la Estrategia Nacional del Hidrógeno con una hoja de ruta hasta el año 2050, que incluye directrices para la regulación y difusión de las instalaciones de producción de hidrógeno, así como la promoción de proyectos piloto, el desarrollo del capital humano y los instrumentos de financiamiento. La implementación de una economía del hidrógeno en Chile incluye objetivos como la inversión internacional de USD 5.000 millones, una producción anual de 200 kilotoneladas de hidrógeno y el aumento de la capacidad instalada de electrólisis de los proyectos de hidrógeno verde hasta 5 gigavatios en 2025 y 25 gigavatios en 2030, y el posicionamiento como uno de los tres principales exportadores de hidrógeno verde en 2040. Para 2050, también se espera que Chile sea el productor de hidrógeno verde más barato del mundo en términos de costos de producción puros, con el potencial de producir 160 megatoneladas al año.¹⁹ Actualmente, los costos de la electrólisis siguen siendo muy elevados, al igual que los del transporte y el almacenamiento del hidrógeno. Sin embargo, se espera que los costos bajen a medida que se desarrollen más tecnologías y soluciones en los próximos años. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), los costos de producción del hidrógeno gris son actualmente de USD 1 a 2, y los del hidrógeno verde, de unos USD 10 por kilogramo²⁰. Chile quiere alcanzar su objetivo a largo plazo de producir hidrógeno verde a un costo inferior a USD 1,60 por kilogramo en 2030: La estrategia del hidrógeno establece que los costos puros de producción del hidrógeno verde deberían ser de USD 1,40 por kilogramo en el desierto de Atacama, en el norte, y de USD 1,30 por kilogramo en la región austral de Magallanes, para entonces. De aquí a 2050, bajarán aún más, hasta USD 1,00 por kilogramo en la región del sur e incluso hasta USD 0,80 por kilogramo en el norte.²¹

La tecnología de las pilas de combustible de hidrógeno ya se utiliza, por ejemplo, para el suministro de energía descentralizado y fuera de la red en infraestructuras críticas en la India, que es uno de los mayores emisores de gases de efecto invernadero del mundo. Al igual que en Chile, la demanda de energía en ese país también aumenta constantemente y, para satisfacerla, hay que considerar todas las formas de generación de energía. Además, debe ser posible garantizar un acceso fiable a la electricidad con la expansión paralela de nuevas infraestructuras. A largo plazo, está previsto fomentar aún más la electrificación mediante energías renovables y descarbonizar las redes eléctricas, que en la actualidad todavía se abastecen de forma descentralizada mediante generadores diésel. El uso de la tecnología de pilas de combustible de hidrógeno en lugar de generadores diésel permite reducir las emisiones y disminuir la incertidumbre de los costos previsibles. Además, la combinación de pilas de combustible con tecnologías de baterías puede reducir considerablemente los tiempos de inactividad en el suministro de energía: Mientras que las soluciones alimentadas exclusivamente por baterías sólo pueden cubrir un corte de energía

¹⁸ Ministerio de Energía (2018): *Ruta Energética 2018-2022*, S. 14, disponible en: <https://energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf> (fecha de visita: 27.05.2021).

¹⁹ Ministerio de Energía (2020): *Estrategia Nacional Hidrógeno Verde*, pág. 18, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf (fecha de visita: 27.05.2021).

²⁰ Véase Liebgott, M. (2020), disponible en: <https://energyload.eu/energiawende/international/gruner-wasserstoff-chile/> (fecha de visita: 22.06.2021).

²¹ Ministerio de Energía (2020): *Estrategia Nacional Hidrógeno Verde*, pág. 11, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf (fecha de visita: 27.05.2021).

durante unos minutos si son razonablemente económicas, los sistemas de pilas de combustible proporcionan energía para un tiempo de cobertura de hasta 10 horas por día.²²

Además de la aplicación de las tecnologías de pilas de combustible de hidrógeno para el suministro de energía, existen otros ámbitos potenciales de aplicación del hidrógeno, por ejemplo, en el sector minero chileno, que al mismo tiempo tiene un importante significado tradicional para el país y es uno de los mayores consumidores de energía. En 2030, alrededor del 10 % de los vehículos de la industria minera podrían funcionar con hidrógeno verde, ahorrando hasta un 20 % de las emisiones de CO₂ del país.²³ Para ello, ya existen algunos proyectos por iniciativa de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), destinados a promover una minería respetuosa con el clima y a los que se ha asignado un presupuesto de unos \$15.000 millones (aprox. EUR 18,1 millones²⁴): Consorcios de universidades chilenas y empresas chilenas y extranjeras están trabajando en la implementación de vehículos híbridos para la minería que puedan funcionar tanto con diésel como con hidrógeno. En otro proyecto, está previsto equipar los cargadores frontales con pilas de combustible.²⁵ Desde 2020, está en marcha un tercer proyecto denominado «HYDRA» para combinar pilas de combustible con baterías que se utilizarán para diversos fines en la minería, por ejemplo, para la propulsión de trenes de mercancías.²⁶

Además de los camiones, otros vehículos también son aptos para funcionar con la tecnología de pila de combustible de hidrógeno, por ejemplo, las carretillas elevadoras, que ganan puntos respecto a los vehículos alimentados por baterías gracias a una mayor vida útil, una mayor autonomía y unos tiempos de repostaje considerablemente más cortos. Tractebel, la filial belga de la empresa energética francesa Engie, tiene previsto construir una planta piloto en Santiago de Chile para producir hidrógeno destinado al funcionamiento de las carretillas elevadoras de la empresa minera Anglo American. La planta se alimentará de electricidad solar y producirá 2 kg de hidrógeno al día, que también se utilizará como almacenamiento mediante pilas de combustible y la electricidad se devolverá a la red.²⁷ El Grupo Busso también ha programado un proyecto de una planta piloto en la región metropolitana de Santiago para 2021 que producirá 500 kW de hidrógeno a partir de energía solar para su uso en carretillas elevadoras, autobuses de larga distancia y camiones.²⁸

2.1.1. Marco jurídico y procesos de concesión de licencias

²² Véase NOW (2020): *Factsheet. Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in Indien* [Tecnología de hidrógeno y pilas de combustible en la India], disponible en: <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/now-factsheet-wasserstoff-und-brennstoffzellen-in-indien/> (fecha de visita: 28.06.2021).

²³ Revista Electricidad (2019): *Foronor 2019 - Hidrógeno verde en minería aportaría 20% en meta de carbono neutralidad*, disponible en: <http://www.revistaei.cl/2019/10/02/foronor-2019-hidrogeno-verde-en-mineria-aportaria-20-en-meta-de-carbono-neutralidad/#> (fecha de visita: 28.06.2021).

²⁴ 1 euro equivale a CLP 872,23, tipo de cambio al 28.06.2021, disponible en: <https://www.bcentral.cl/> (fecha de visita: 28.06.2021).

²⁵ Minería Chilena (2018): *Dos consorcios probarán en Chile inédita tecnología: construirán motores a hidrógeno para la industria minera*, disponible en: <http://www.mch.cl/2018/03/05/dos-consorcios-probaran-chile-inedita-tecnologia-construiran-motores-hidrogeno-la-industria-minera/#> (fecha de visita: 28.06.2021).

²⁶ Reporte Minero (2020): *3 proyectos piloto de hidrógeno verde se desarrollan en la industria minería nacional*, disponible en: <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2020/10/3-proyectos-piloto-de-hidrogeno-verde-se-desarrollan-en-la-industria-mineria-nacional> (fecha de visita: 28.06.2021).

²⁷ Club de Innovación (2020): *Misión Cavendish: Desarrollo de proyectos de hidrógeno verde mediante tecnologías Power to X*, disponible en: <https://clubdeinnovacion.com/2020/06/30/desarrollo-de-proyectos-de-hidrogeno-verde-mediante-tecnologias-power-to-x/> (fecha de visita: 28.06.2021).

²⁸ Electromov (2020): *Hidrógeno verde: te contamos sobre el nuevo piloto que se proyecta en Chile*, disponible en: <https://www.electromov.cl/2020/07/01/hidrogeno-verde-te-contamos-sobre-el-nuevo-piloto-que-se-proyecta-en-chile/> (fecha de visita: 28.06.2021).

En 2010, la creación del Ministerio de Energía aumentó significativamente la importancia del sector energético en Chile. El ministerio asesora al gobierno y hace recomendaciones para la planificación del sector energético. La tarea de la Comisión Nacional de Energía (CNE), además de su función de control, es evaluar las tarifas y las normas técnicas de los productores de energía, los operadores de redes de transporte y los distribuidores. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) es la encargada de controlar y vigilar la aplicación de estos reglamentos y normas, así como la normativa de generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de gas, electricidad y combustibles.²⁹

Los productores de electricidad tienen libre acceso a la red de transmisión a través de la Ley General de Servicios Eléctricos (LSGE) dentro de los límites de las capacidades disponibles. A cambio, se paga una tasa al operador de la red, que es fijada por la CNE. Desde 2004, el transporte de electricidad en la red de transmisión se considera un servicio público, lo que obliga a las empresas de transmisión a invertir en nuevos servicios y en la ampliación de los existentes. Con la aprobación de la Ley Corta I en 2004, se pretende ofrecer un abastecimiento de mayor calidad y seguridad a precios razonables a los grandes consumidores. Los operadores de la red están obligados a conectarse a la zona de la red respectiva, y también tienen derecho a alimentar la electricidad de las centrales eléctricas de menos de 9 MW. Los productores de electricidad descentralizada que utilizan formas de energía renovables y no convencionales están totalmente exentos de los costos de transmisión para la inyección a la red hasta una capacidad de 9 MW y parcialmente exentos entre 9 y 20 MW.³⁰

La conexión a la red para los propietarios de sistemas privados está regulada por la Ley de Facturación Neta desde noviembre de 2014. Esta norma permite a los clientes finales regulados generar electricidad a partir de energías renovables de forma descentralizada en plantas con una capacidad instalada de hasta 300 kW y una carga conectada inferior a 2.000 kW, consumirla ellos mismos e inyectar el excedente de electricidad en la red de distribución a precios regulados.³¹ El valor de la electricidad inyectada en la red se deduce de la factura eléctrica del operador del sistema y asciende a entre el 50 % y el 70 % del precio de la electricidad. Si la cantidad de electricidad inyectada en la red supera la cantidad de electricidad comprada y, por lo tanto, la electricidad inyectada en la red no puede cobrarse, la diferencia puede remunerarse. De acuerdo con las normas aplicables, no se requiere ningún permiso de construcción por separado, sino que el procedimiento de conexión se lleva a cabo a través de una secuencia de varios formularios técnicos que comunican los datos pertinentes a la empresa de distribución. Este esfuerzo burocrático más bien elevado y el escaso incentivo financiero fueron las razones de la adopción más bien limitada de la facturación neta al principio. En 2016, la SEC solo recibió 481 solicitudes de conexión, de las cuales solo 122 plantas se conectaron realmente.³² No fue hasta 2017 cuando la ley de facturación neta mostró su éxito con 1.321 nuevas plantas instaladas, cuyo número incluso se incrementó en cerca de un 40 % hasta 1.835 en 2018, lo que se

²⁹ AHK Chile (2019): *Wasserstoffwirtschaft in Chile – Technologien zur Wasserstoffherstellung, Speicherung, Verteilung und Nutzung* [Economía del hidrógeno en Chile - Tecnologías para la producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno, p. 20], pág. 20.

³⁰ Cámara Chileno-Alemana de Comercio e Industria (AHK Chile) (2020): *Factsheet Chile. Wasserstofftechnologien und Erzeugung von synthetischen Brennstoffen* [Tecnologías del hidrógeno y producción de combustible sintético], disponible en: https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Kurzinformationen/Technologiefactsheets/2020/fs-chile-2020-wasserstoff-erzeugung-synthetischer-brennstoffe.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Fecha de visita: 21.06.2021)

³¹ Electricidad (2018): *Cámara de Diputados aprueba proyecto de Ley de Generación Distribuida*, disponible en: <http://www.revistaei.cl/2018/08/24/camara-diputados-aprueba-proyecto-ley-generacion-distribuida/> (fecha de visita: 25.06.2021).

³² Emol (2016): *Por qué la generación eléctrica residencial no ha logrado prender en Chile*, disponible en: <http://www.emol.com/noticias/Economia/2016/03/09/792145/balance-de-la-ley-de-generacion-ciudadana.html> (fecha de visita: 28.06.2021).

debe en parte al repunte de la industria fotovoltaica. En total, a finales de octubre de 2019 se conectaron 4.691 instalaciones con una capacidad total de 27.931 kW y, por tanto, una media de 5,95 kW.³³

2.2. Retos actuales

El mercado del hidrógeno verde no existe actualmente en Chile. Aparte de algunos proyectos de investigación en el sector minero y de proyectos financiados, hasta ahora no se ha producido hidrógeno verde en el país. Sin embargo, la publicación de la Estrategia Chilena del Hidrógeno a finales de 2020 ha provocado un gran movimiento en el mercado y, mientras tanto, el Ministerio de Energía chileno ha anunciado que hay más de 40 proyectos previstos en el país.³⁴ El uso del hidrógeno verde en el mercado nacional se prevé a corto y medio plazo en los siguientes sectores: sustitución del amoníaco importado por la producción local y sustitución del hidrógeno gris utilizado en las refinerías del país por el hidrógeno verde, uso del hidrógeno en el transporte de pasajeros y de carga pesada de larga distancia, sustitución de los combustibles líquidos y diversas aplicaciones en el sector del transporte. Además, se espera que la exportación de hidrógeno y sus derivados se inicie a partir de 2028. Para el uso del hidrógeno en el suministro eléctrico descentralizado, el Ministerio de Energía no ha publicado aún una evaluación³⁵

El mercado chileno está sometido a la libre competencia; además de un Acuerdo de Libre Comercio con la Unión Europea, el país ha suscrito otros 29 Acuerdos de Libre Comercio.³⁶ Por lo tanto, no hay derechos de importación separados para las plantas procedentes de la Unión Europea. Las empresas chilenas son muy sensibles a los precios, dada la apertura del mercado, y los productos sencillos pueden importarse fácilmente del Extremo Oriente con la ayuda de empresas de logística internacionales. Esto se puede contrarrestar, sobre todo, con un profundo know-how, asesoramiento personal, productos innovadores de calidad y un servicio fiable de venta y posventa. Los productos y soluciones «Made in Germany» gozan de un alto estatus y también justifican un cierto sobreprecio en Chile en comparación con la competencia asiática, siempre que esté bien justificada.

También es importante implicar a los agentes locales en los planes de uso del hidrógeno para la electricidad. Los proveedores locales de electricidad tienen un monopolio en Chile. En el caso de las redes grandes y medianas, los precios de la electricidad están regulados por la Superintendencia de Electricidad y Combustible. Las microrredes son explotadas por empresas privadas locales, por cooperativas o por los municipios (como en el caso de Melinka).³⁷

Dado que el mercado del hidrógeno verde acaba de despegar, hay varios factores que serán fundamentales para eliminar las barreras del mercado y facilitar la ejecución de los proyectos.

Cuadro de información: Los principales obstáculos para el uso del hidrógeno en el suministro de electricidad

³³ Véase Fenés, G. (2019): *Energía Estratégica Chile*, disponible en: <https://www.guiachileenergia.cl/cae-la-tasa-de-crecimiento-de-generacion-distribuida-con-energias-renovables-en-chile/> (fecha de visita: 25.06.2021).

³⁴ Electricidad (2021): Gobierno asegura que hay 40 interesados en instalar proyectos relacionados al hidrógeno verde en el país, disponible en: <https://www.revistaei.cl/2021/03/04/gobierno-asegura-que-hay-40-interesados-en-instalar-proyectos-relacionados-al-hidrogeno-verde-en-el-pais/> (fecha de visita: 19.07.2021).

³⁵ Ministerio de Energía (2020): National Green Hydrogen Strategy, pág. 15, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf

³⁶ Subsecretaría de Relaciones Económicas Internacionales (2021): Acuerdos Comerciales Vigentes, disponible en: <https://www.subrei.gob.cl/acuerdos-comerciales/acuerdos-comerciales-vigentes> (fecha de visita: 25.08.2021).

³⁷ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, pág. 17, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (fecha de visita: 14.07.2021).

- **Financiamiento e incentivos:**

Como se ha descrito anteriormente, Chile ya está trabajando en programas de fomento específicos para facilitar la realización de estudios de viabilidad, proyectos piloto e industriales y para estimular la demanda de hidrógeno verde.

- **Hasta ahora no hay incentivos fiscales para el hidrógeno.**

En la actualidad no existen incentivos concretos para el uso del hidrógeno verde, ni el amoníaco producido con hidrógeno verde no es competitivo. Por ello, la adaptación del impuesto sobre las emisiones de CO₂ se debatirá en una mesa redonda con las partes interesadas públicas y privadas.

- **Marco normativo y concesión de licencias:**

Se ha creado una «Task Force» en el Ministerio de Energía para apoyar el desarrollo de proyectos H₂ en cuanto a permisos, aprobaciones, etc. y para orientar a los inversores y promotores locales e internacionales. Debido al negocio del capital, los bancos financian predominantemente los proyectos con mayor volumen de inversión.

- **Coordinación y asociaciones a nivel internacional**

El Ministerio de Energía chileno está trabajando intensamente para crear asociaciones internacionales y atraer a inversores internacionales en el sector del hidrógeno. En 2020, el Ministerio de Energía organizó, entre otras cosas, actos informativos con empresas de varios países y un seminario internacional sobre el hidrógeno. La cooperación entre Alemania y Chile recibió un marco oficial con la firma de la Energy Partnership Chile-Alemania en 2019.

- **Infraestructura**

Como las pequeñas redes eléctricas de Chile se encuentran en su mayoría en zonas remotas, la logística para establecer un sistema de suministro de electricidad puede ser un reto. Esto es especialmente cierto en el caso de las redes implementadas en las islas.

- **Participación de los agentes locales**

En el caso de los proyectos locales en ciudades o pueblos pequeños, es esencial mantener a la población local bien informada y también implicar en los planes a otros actores locales, como los alcaldes y las empresas locales. Esto puede ser un proceso largo y laborioso.

2.2.1. Personal especializado

La falta de mano de obra bien formada caracteriza al mercado chileno, especialmente en el sector de las energías renovables, donde la escasez de trabajadores cualificados puede provocar retrasos en los proyectos. En el campo del hidrógeno, la situación es aún más precaria, ya que la tecnología sólo se aplica actualmente en nichos del país y tampoco existen cursos de formación especializados ni cursos de grado. El tema de la formación en el campo del hidrógeno está incluido en la Estrategia Nacional del Hidrógeno, y debe haber una fuerte cooperación entre la

industria, las universidades y los centros de formación. Sin embargo, hasta ahora no se han creado nuevos cursos de formación concretos.³⁸

Por lo tanto, los proveedores externos también deben considerar las medidas de formación. Sin embargo, muchos inversores extranjeros en Chile se sorprenden por los elevados costos de personal en comparación con el resto de los países latinoamericanos. Esto se debe, en parte, a que el PIB es generalmente más alto, especialmente en el sector energético, pero también a la gran demanda de mano de obra. Dado que en Chile, a diferencia de Alemania, el sistema de educación dual está sólo rudimentariamente desarrollado y aún no se han impuesto las normas de calidad en la formación profesional³⁹, los trabajadores suelen estar semicualificados sin formación especial y a menudo sólo están cualificados de forma limitada para determinadas tareas. La formación profesional tiene lugar en el primer ciclo de secundaria en los llamados liceos técnico-profesionales y puede continuar en el segundo ciclo de secundaria en los llamados Institutos Profesionales (IP) o Centros de Formación Técnica (CFT).⁴⁰ La formación profesional cotidiana se caracteriza por la enseñanza frontal y la impartición de conocimientos teóricos. Además, suele faltar material didáctico y sólo la mitad de los profesores de formación profesional cuenta con formación pedagógica. El gobierno actual lo ha reconocido y se ha propuesto desarrollar normas de calidad para la formación en el sector energético.⁴¹

El siguiente nivel de formación es el de los estudios universitarios, y los trabajadores con la correspondiente formación a menudo no pueden cubrir esta brecha y, naturalmente, tienen demandas salariales por encima de los costos de personal previstos. Los salarios más altos se pagan sobre todo en las empresas mineras internacionales y están muy por encima de lo que pueden pagar las empresas medianas. Para acercarse al nivel de un trabajador cualificado alemán, aquí hay que obtener un título de ingeniero, lo que significa que la formación está muy orientada a la teoría y el primer contacto práctico sólo tiene lugar en la empresa. Por ello, muchas grandes empresas han creado sus propios centros de formación donde forman a los trabajadores según sus necesidades.

2.3. Actividades y redes existentes

En Chile existen desde hace años diversas asociaciones en el ámbito de las energías renovables. También existe la Asociación Chilena del Hidrógeno desde 2018. A continuación, se incluye una lista de todas las asociaciones relevantes:

Asociación del sector	Breve descripción
H2 Chile www.h2chile.cl/h2-chile	La Asociación Chilena de Hidrógeno es un organismo de cooperación entre instituciones públicas, privadas y académicas interesadas en el uso del hidrógeno como vector energético. El objetivo es acelerar la transición energética fomentando el desarrollo de las tecnologías de hidrógeno y su uso como vector energético en aplicaciones industriales, comerciales, residenciales y de movilidad.

³⁸ Gobierno de Chile (2020): National Green Hydrogen Strategy, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf (fecha de visita: 22.07.2021).

³⁹ La Tercera (2018): El camino de Chile hacia una educación dual cada vez más activa, disponible en: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/camino-chile-hacia-una-educacion-dual-vez-mas-activa/341259/> (fecha de visita: 11.08.2021)

⁴⁰ Ministerio de Educación (2021): Educación superior TP, disponible en: <https://educacionsuperior.mineduc.cl/educacion-superior-tp/> (fecha de visita: 11.08.2021).

⁴¹ Fundación Chile (2021): Ministerio de Energía promueve formación de capital humano en el sector, disponible en: <https://fch.cl/noticias/ministerio-de-energia-promueve-formacion-de-capital-humano-en-el-sector/> (fecha de visita: 11.08.2021)

	Lista de los socios: https://www.h2chile.cl/socios
ACERA www.acerca.cl	ACERA es la mayor asociación del sector de las energías renovables en Chile y cuenta actualmente con 120 miembros. Lista de los socios: https://acera.cl/socios/
ACESOL www.acesol.cl	La Asociación Chilena de Energías Solar A. G. (ACESOL) representa actualmente los intereses de 53 empresas de los sectores fotovoltaico y solar térmico. Dado que la energía solar representa un componente importante en la producción de hidrógeno verde, el tema del hidrógeno es de interés estratégico para la asociación. Lista de los socios: https://acesol.cl/asociados.html
CLUB DE INNOVACIÓN www.clubdeinnovacion.com	Desde 2004, el Club de Innovación se ha especializado en vincular y articular las necesidades de innovación de las empresas asociadas con el ecosistema local e internacional. En este contexto, el hidrógeno es uno de los temas de interés actual. Lista de los socios: https://clubdeinnovacion.com/membresia
GIZ https://www.4echile.cl/	La Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional GIZ contribuye de forma importante al desarrollo del mercado de las energías renovables desde 1990 y asesora activamente al Ministerio de Energía chileno, entre otras cosas, en la adaptación del marco normativo. En este contexto, la GIZ también ha estado trabajando activamente en el tema del desarrollo de una economía del hidrógeno en Chile durante varios años y ya ha publicado numerosos estudios sobre el tema.
Universidad Católica www.uc.cl	La investigación de la universidad incluye el almacenamiento de hidrógeno a través de la absorción y el uso de materiales para utilizar el espectro de luz visible (producción con fotocatalisis). La universidad también participa en un proyecto piloto destinado a modificar el motor diésel de camiones mineros para que utilicen una mezcla de diésel e hidrógeno.
Universidad de Santiago de Chile www.usach.cl	La Universidad de Santiago de Chile está investigando materiales para el almacenamiento de hidrógeno y la producción de hidrógeno con energía eléctrica renovable (paneles solares y turbinas eólicas), que se almacena y consume en la pila de combustible. La universidad también ha puesto en marcha un Diploma en Economía del Hidrógeno a finales de 2020. Además, participa en un consorcio para implantar vehículos híbridos en el sector minero, cuyos motores pueden funcionar tanto con diésel como con hidrógeno.
Universidad Federico Santa María www.usm.cl	La universidad tiene dos líneas de trabajo en el campo del hidrógeno. La primera trata de la producción de hidrógeno y de las tecnologías y materias primas asociadas. La segunda está relacionada con la aplicación del hidrógeno en los sistemas de combustión. En este contexto, participa en un consorcio internacional que pretende equipar los cargadores frontales de la minería con pilas de combustible. Además, la universidad puso en marcha un diploma sobre tecnologías aplicadas en hidrógeno verde en noviembre de 2020.
Universidad Andrés Bello www.unab.cl	Investigación en el campo del almacenamiento de hidrógeno por adsorción en materiales nanoestructurados y materiales catalizadores para pilas de combustible de hidrógeno.

Universidad Católica de Valparaíso www.uchile.cl	Investigación sobre la producción de biohidrógeno como fuente de energía renovable y la producción de hidrógeno mediante procesos anaeróbicos.
Universidad de Chile www.uchile.cl	Investigación sobre células biológicas, células de óxido sólido y células fotoelectroquímicas, producción de hidrógeno a partir del reformado de gases o la gasificación y el desarrollo de materiales para electrodos y electrolizadores de óxido sólido. Investigación sobre la producción de hidrógeno, principalmente a partir de procesos de gasificación o reformado de gases.
Universidad de Concepción www.udec.cl	La Universidad de Concepción estudia materiales para acelerar las reacciones catalíticas de conversión de gas de síntesis de biomasa en metano. También está investigando un diseño de aleaciones metálicas y materiales nanoparticulados para el diseño de catalizadores que conviertan el CO ₂ en metanol con hidrógeno sostenible.
Universidad de la Frontera www.ufro.cl	La Universidad de la Frontera investiga la producción y el almacenamiento de hidrógeno a partir de centrales eólicas y solares

3. Panorama de las redes eléctricas en Chile

Chile tiene un nivel de electrificación muy alto. En general, el 99,6 % de los habitantes tiene acceso a la electricidad, en las zonas rurales es el 96,5 % (a fecha de 2019). La mayor parte del país está abastecida por la mayor red nacional, pero también hay varias redes medianas y un gran número de microrredes independientes.

3.1. Redes grandes

Hasta noviembre de 2017, Chile contaba con dos grandes interconexiones independientes, el Sistema Interconectado Central - SIC (centro de Chile, 78,5 % de la capacidad instalada) y el Sistema Interconectado Norte Grande - SING (norte del país, 20,7 % de la capacidad instalada de Chile). Desde entonces, se ha puesto en marcha la nueva red interconectada *Sistema Eléctrico Nacional* - SEN, que se extiende desde Arica hasta la isla de Chiloé y abastece al 92 % de la población[9]. En total, hay una capacidad instalada de 25.768,74 MW en Chile (a fecha de mayo de 2021).

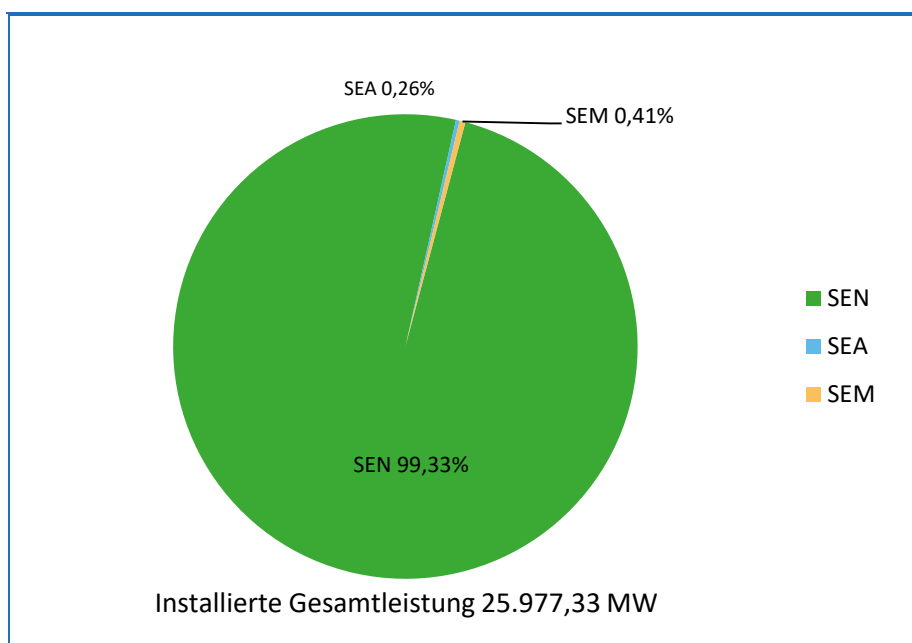
El Gobierno espera que la interconexión redunde en una menor volatilidad de los precios, una mayor competencia, un mercado eléctrico más eficiente en general, la seguridad del suministro y unos precios de la electricidad más bajos, sobre todo aprovechando las ventajas geográficas complementarias de Chile, como la elevada irradiación solar, así como la energía hidroeléctrica y los vientos óptimos para la energía eólica en el sur. Además, algunas partes de la interconexión se construirán como una red de corriente continua de alta tensión, que es más costosa pero permite la inyección de energía renovable. Ejemplos de nuevas plantas de energía renovable conectadas a la red son Luz del Norte, la mayor planta fotovoltaica de América Latina con 141 MW de capacidad instalada, que fue

la primera planta en prestar servicios de complementación de red en agosto de 2020, y Cerro Dominador, la primera planta termosolar de América Latina, que se conectó a la red en abril de 2021. 42 43

Además, hay dos pequeñas redes interconectadas subordinadas en el extremo sur del país: Aysén (SEA) con una capacidad total de 64 MW y Magallanes (SEM) con 107 MW de capacidad instalada, además de otras 7 redes eléctricas medianas, en su mayoría basadas en generadores diésel. Un mapa de toda la red de transmisión (alta tensión) puede encontrarse, por ejemplo, en el sitio web del operador de la red de transmisión Transelec (<http://www.transelec.cl/>).

Aunque Chile todavía no ha desarrollado un autoabastecimiento descentralizado con energías renovables como en Alemania, en los últimos años se han implementado algunos cambios y nuevas regulaciones para promover el autoabastecimiento en el caso de una conexión a la red existente con inyección a la red a través de una ley de facturación neta.

Figura 4: Capacidad total instalada en las redes SEN, SEM y SEA, mayo de 2021⁴⁴



Las fuentes de energía primaria más importantes de las «energías renovables variables» en Chile son la energía solar y la eólica. Quedan excluidas las centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada de más de 20 MW, que siguen considerándose una forma de energía convencional. La cuota de las energías renovables variables en la capacidad de generación eléctrica instalada es actualmente de 7.173 MW (27,8 %), de los cuales el 99,6 %

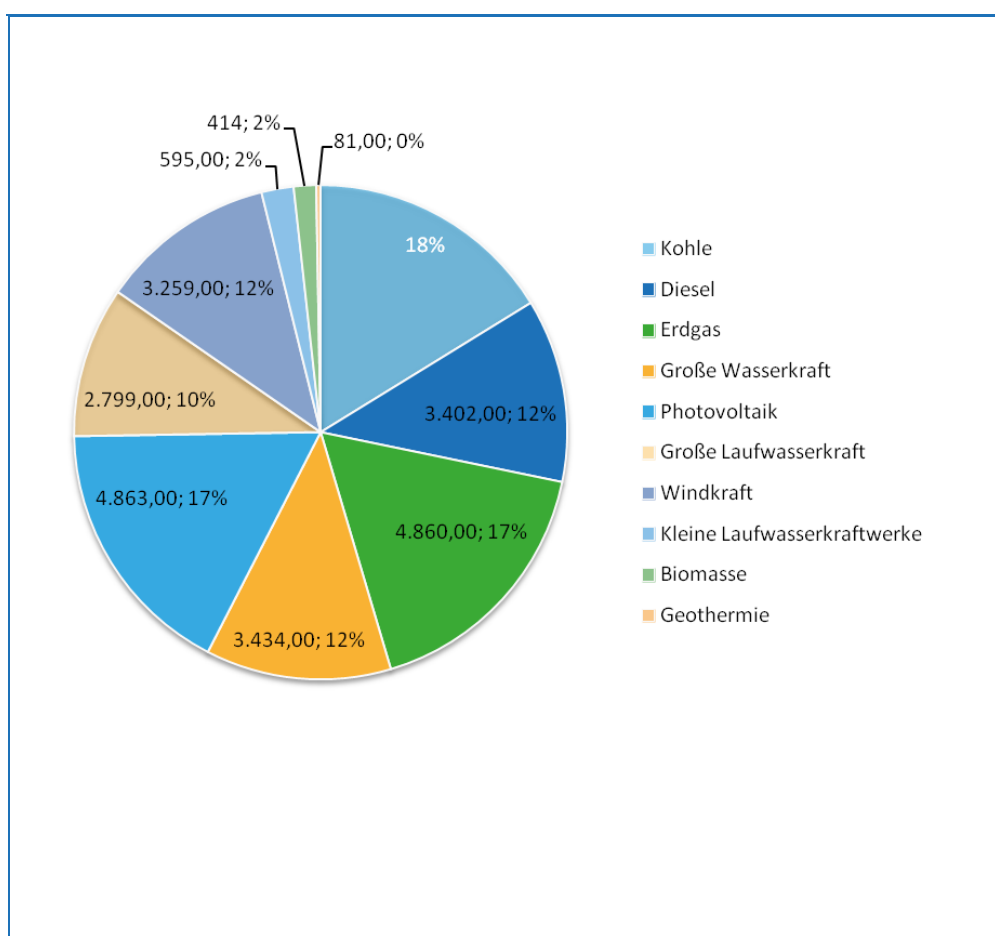
⁴² Energía Estratégica (2020): Parque fotovoltaico en Chile primero en el mundo en ofrecer servicios complementarios a la red de forma automatizada, disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/parque-fotovoltaico-en-chile-primero-en-el-mundo-en-ofrecer-servicios-complementarios-a-la-red-de-forma-automatizada/> (Fecha de visita: 05.06.2021).

⁴³ Blickpunkt Lateinamerika (2021): Chile: Entra en funcionamiento la primera central termosolar de América Latina, disponible en: <https://www.blickpunkt-lateinamerika.de/artikel/chile-erstes-sonnenwaerme-kraftwerk-in-lateinamerika-geht-ans-netz/> (Abruf am 29.05.2021)

⁴⁴ Energía Abierta (2021): Capacidad instalada, disponible en <http://energiaabierta.cne.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/> (fecha de visita: 01.06.2021)

corresponde al SEN (a fecha de mayo de 2021). ⁴⁵ ⁴⁶ El ministro chileno de Energía y Minas, Juan Carlos Jobet anunció el 09.06.2021 una actualización del objetivo de 2030 para las energías renovables no convencionales. La obligación de cuota renovable se duplicará en la Red Nacional del 20 % al 40 % para 2030. ⁴⁷

Figura 5: Capacidad de generación eléctrica instalada por tipo de generación en Chile⁴⁸



⁴⁵ Energía Abierta (2021): *Reporte Mensual Sector energético Mayo 2021*, disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/05/RMensual_v202105.pdf (fecha de visita: 01.06.2021)

⁴⁶ Energía Abierta (2021): Capacidad instalada, disponible en <http://energiaabierta.cne.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/> (fecha de visita: 01.06.2021)

⁴⁷ Review Energy (2021): Energías Renovables no convencionales en Chile representarán al 40 % de la matriz en 2030 y un 100 % en 2050, disponible en: <https://www.review-energy.com/solar/energias-renovables-no-convencionales-en-chile-representaran-al-40-de-la-matriz-en-2030-y-un-100-en-2050> (fecha de visita: 15.06.2021)

⁴⁸ ACERA (2021): Estadísticas (Mayo 2021), disponible en: <https://acera.cl/estadisticas/> (fecha de visita: 24.06.2021).

Según la Ruta Energética de Chile, al menos el 60 % de la generación de electricidad debe proceder de energías renovables para 2035 y el 70 % para 2050. A medida que la energía solar y la eólica desempeñan un papel cada vez más importante, la ampliación de las capacidades de almacenamiento es cada vez más urgente.

3.1.1. Uso del almacenamiento en el SEN

Hasta ahora, sólo hay tres proyectos de estabilización de la red con baterías (52 MW en total), operados por el mayor productor de energía de Chile, AES Gener. Los tres proyectos se basan en baterías de iones de litio y están situados en el norte del país, cerca de grandes centrales eléctricas. Otros proyectos están actualmente en construcción o en fase de planificación. Además, el proveedor de energía Enel ha anunciado que instalará un total de 100 MW de capacidad de baterías en Chile para 2023; la capacidad exacta aún no se ha publicado. Por otra parte, hay una planta termosolar en funcionamiento en la región de Atacama con una capacidad de almacenamiento de calor de 68,2 MWh y una capacidad de 10,5 MW y Cerro Dominador con una capacidad de almacenamiento de calor de 1.925 MWh y una capacidad de 110 MW. En el marco de la estrategia nacional del hidrógeno, la importancia del hidrógeno como futura tecnología de almacenamiento es cada vez más evidente. En este contexto, el hidrógeno puede utilizarse para almacenar la energía derivada de las fuentes de energía renovables y, con la ayuda de pilas de combustible, puede volver a convertirse en electricidad e inyectarse en la red (*power to gas*), lo que permite a las redes eléctricas reaccionar con mayor flexibilidad a las fluctuaciones de la generación de electricidad con energías renovables.⁴⁹

Además, el Ministerio de Energía chileno persigue el objetivo de alimentar el 20 % de la red de gas con hidrógeno para 2050.⁵⁰ Para ello, se revisará la regulación y la infraestructura del gas natural. Se trata de hacer posible una industria nacional de combustibles limpios, utilizar las infraestructuras existentes y complementar el papel del gas natural como energía de transición. El hidrógeno verde también se promoverá como complemento o sustituto de la generación de energía con combustibles fósiles, especialmente en sistemas eléctricos aislados y de mediana escala.⁵¹ A partir de 2025, se espera que el hidrógeno producido pueda utilizarse también de forma selectiva para generar electricidad y, de este modo, cubrir las carencias de la red eléctrica.⁵²

3.2. Redes medianas

Las redes eléctricas medianas en Chile son redes con una capacidad de generación de energía de entre 1.500 kW y 200 MW. Hay un total de nueve de estas redes, que se ubican principalmente en el sur del país en las localidades y

⁴⁹ Reporte Sostenible (2020): *Producción de Hidrógeno Verde en Chile, la ruta hacia la sustentabilidad energética*, disponible en: <http://reportesostenible.cl/hidrogeno-verde-el-combustible-de-hoy/produccion-de-hidrogeno-verde-en-chile-la-ruta-hacia-la-sustentabilidad-energetica/> (fecha de visita: 06.06.2021).

⁵⁰ Gobierno de Chile (2020): Estrategia nacional de hidrógeno verde, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf (fecha de visita: 07.06.2021)

⁵¹ Gobierno de Chile (2020): Estrategia nacional de hidrógeno verde, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf (fecha de visita: 07.06.2021)

⁵² Gobierno de Chile (2020): Estrategia nacional de hidrógeno verde, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf (fecha de visita: 07.06.2021)

regiones de Cochamó, Hornopirén, Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.⁵³

El operador de las redes de Palena, Aysén y General Carrera es la empresa *Edelaysen*, las redes de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams son operadas por la empresa *Edelmag*, mientras que el operador de Cochamó y Hornopirén es la empresa *Sagesa*. Estas tres empresas son filiales de la empresa *Saesa*. Otros operadores son *Energía de la Patagonia y Aysén*, (EPA), que es una filial de la empresa siderúrgica *CAP* y opera la red en Hornopirén, y la empresa *Pecket Energy S.A.*, operadora de la red en Punta Arenas.⁵⁴

Cochamó es una localidad de la región sur de Los Lagos y en 2017 contaba con un total de 4.023 habitantes distribuidos en 2.240 hogares⁵⁵. La red eléctrica de Cochamó está alimentada por cuatro generadores diésel de tres veces 800 kW y una vez 600 kW de potencia. Además, la red cuenta con una pequeña central hidroeléctrica de 680 kW de capacidad.⁵⁶

Hornopirén también se encuentra en la región de Los Lagos y es el centro administrativo del municipio de Hualaihué. El municipio tenía un total de 8.944 habitantes en 4.439 hogares en 2017. La red eléctrica cuenta con cinco generadores diésel, cada uno con 750 kW de capacidad de generación. La red también cuenta con una central hidroeléctrica de 765 kW de capacidad.⁵⁷

La región de Aysén, ubicada al sur de la región de Los Lagos, cuenta con tres redes eléctricas que abastecen a toda la región. La red mediana de Aysén cuenta con un total de 19 generadores diésel con una capacidad de generación de energía neta de 28,125 MW. La red también cuenta con seis centrales eléctricas de pasada con una capacidad de generación neta total de 20,6 MW y cuatro turbinas eólicas con una capacidad de generación de energía de dos veces 900 kW y dos veces 660 kW (es decir, un total de 3,12 MW) (véase también el capítulo 4.4.1).⁵⁸

El segundo sistema de la región de Aysén es la red mediana de Palena, que se encuentra en su mayor parte en la provincia homónima en la región de Los Lagos. La red de Palena cubre el suministro eléctrico en las comunas de Palena y Futaleufú en la misma región y en las comunas de Cisnes y Lago Verde en la región de Aysén. En conjunto, los tres municipios tenían un total de 8.371 habitantes en 4.548 hogares en 2017.⁵⁹ El sistema de Palena cuenta con 17 generadores diésel con una capacidad total de generación de energía de 5,54 MW y cuatro pequeñas centrales hidroeléctricas con 350 kW cada una (es decir, un total de 1,4 MW) de capacidad de generación.⁶⁰

⁵³ Energía Abierta (2019): Generación Bruta en Sistemas Medianos, disponible en: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/241243/generacion-bruta-en-sistemas-medianos/> (fecha de visita: 18.06.2021).

⁵⁴ Revista Electricidad (2017): El futuro de los sistemas eléctricos medianos, disponible en: <https://www.revistaei.cl/reportajes/futuro-los-sistemas-electricos-medianos/> (fecha de visita: 18.06.2021).

⁵⁵ Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, disponible en: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R10> (fecha de visita: 21.06.2021).

⁵⁶ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (fecha de visita: 21.06.2021).

⁵⁷ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (fecha de visita: 21.06.2021).

⁵⁸ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (fecha de visita: 21.06.2021).

⁵⁹ Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, disponible en: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R10> (Fecha de visita: 21.06.2021).

⁶⁰ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (fecha de visita: 21.06.2021).

El tercer sistema de la región de Aysén es la red mediana General Carrera, que lleva el nombre del lago homónimo en las comunas de Chile Chico y Río Ibáñez. El sistema también incluye el municipio de Cochrane. En conjunto, estos tres municipios tienen 11.021 habitantes en 6.186 hogares.⁶¹ El sistema General Carrera está compuesto por nueve generadores diésel con una potencia neta total de 3,396 MW y dos pequeñas centrales de pasada con una potencia neta de 320 kW cada una. Por lo tanto, se dispone de un total de 4,036 MW de capacidad de generación.⁶²

La región de Aysén tiene un gran potencial para la energía eólica y se ha propuesto desarrollarla para el año 2035 con el fin de tener una capacidad de generación que emita menos emisiones. El potencial de instalaciones de turbinas eólicas con un grado de utilización de al menos el 40 % se estima en un total de 2.234 MW. Para los emplazamientos con un posible grado de utilización, se añaden otros 5.661 MW. También se observa un potencial teórico de 5.967 MW para pequeñas centrales hidroeléctricas fuera de los parques nacionales. Para la generación de electricidad a partir de biomasa, se estima un potencial de 764,6 MW debido a los grandes recursos forestales de la región, y el potencial teórico de las centrales de energía de las olas en el mar se ve en 22 MW.⁶³ Para 2050, la región quiere satisfacer sus necesidades energéticas con fuentes de bajas emisiones.⁶⁴

En la región más austral de Chile, Magallanes, existen cuatro redes medianas, que son las de las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. La red en Punta Arenas cubre el municipio de Punta Arenas con 131.592 habitantes en 50.501 hogares.⁶⁵ La red cuenta con tres generadores diésel, uno de 3,78 MW y dos de 1,314 MW de capacidad de generación neta, así como con cinco turbinas de gas y un motor de gas natural con una capacidad total de 78,278 MW. También hay tres turbinas eólicas en este momento, cada una con una capacidad de 850 kW. La capacidad total de generación de electricidad asciende por lo tanto a 83,456 MW.⁶⁶

La red en Puerto Natales sólo cubre el municipio homónimo con 21.477 habitantes en 9.369 hogares.⁶⁷ Cinco generadores diésel con una capacidad total de 4,239 MW y dos turbinas de gas, así como cuatro motores de gas natural con una capacidad total de 9,27 MW están disponibles como capacidad de generación de energía.⁶⁸

⁶¹ Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, disponible en: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R10> (fecha de visita: 21.06.2021).

⁶² Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (fecha de visita: 21.06.2021).

⁶³ Ministerio de Energía (2018): Energía 2050 – Política Energética Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, pág. 45-47, disponible en: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/05/politica-energetica-Aysén-2050.pdf> (fecha de visita: 22.07.2021).

⁶⁴ Ministerio de Energía (2018): Energía 2050 – Política Energética Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, pág. 69, disponible en: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/05/politica-energetica-Aysén-2050.pdf> (fecha de visita: 22.07.2021).

⁶⁵ Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, disponible en: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R12> (fecha de visita: 21.06.2021).

⁶⁶ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (fecha de visita: 21.06.2021).

⁶⁷ Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, disponible en: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R12> (fecha de visita: 21.06.2021).

⁶⁸ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (fecha de visita: 21.06.2021).

En el municipio de Porvenir, que tiene una población de 6.801 habitantes en 3.187 hogares⁶⁹, se dispone de cuatro generadores diésel con una capacidad total de 3,06 MW y cinco generadores alimentados por gas natural con una capacidad total de 4,986 MW para la generación de electricidad.⁷⁰

La última red mediana de electricidad se encuentra en Puerto Williams, en el municipio de Cabo de Hornos, en el extremo sur de Magallanes. El municipio tiene 2.063 habitantes en 762 hogares.⁷¹ Cinco generadores diésel con un total de 2,3832 MW están disponibles exclusivamente para la generación de energía.⁷² En 2020, también se decidió dotar al hospital público local de un techo solar con una capacidad de 55 kW.⁷³

En general, el potencial de la energía eólica en la región de Magallanes es muy alto. Según el Ministerio de Energía chileno, en la región se podría generar siete veces más electricidad a partir de la energía eólica que la que se genera actualmente en todo el país. La capacidad teóricamente posible se cifra en 126 GW. Esta energía también podría utilizarse teóricamente para producir 10 millones de toneladas de hidrógeno verde al año.⁷⁴

En concreto, la región prevé que un total del 30 % de la generación de electricidad proceda de fuentes renovables para 2030. Para las redes pequeñas y los sistemas aislados, un total del 100 % debe proceder de fuentes renovables para 2030.⁷⁵

3.3. Redes pequeñas y microrredes

Las microrredes y redes pequeñas de electricidad en Chile son redes con una capacidad de generación inferior a 1.500 kW. En Chile, a mayo de 2019, había un total de 129 pequeñas redes eléctricas, de las cuales 57 redes operan de forma continua y 72 redes no dan suministro las 24 horas del día. Un total de 15.708 hogares están conectados a estas pequeñas redes eléctricas. Las redes son explotadas por empresas privadas, cooperativas o empresas municipales.⁷⁶ El Ministerio de Energía de Chile realizó una encuesta en 2019 para determinar el número de hogares en redes pequeñas, en microrredes y sin suficiente suministro eléctrico.⁷⁷ En teoría, existe un gran potencial para las soluciones de pila de combustible en esta zona, especialmente debido al elevado número de más de 2.800 hogares con suministro parcial. Sin embargo, en detalle, todavía habría que investigar aquí para saber en qué casos concretos y en qué lugares son ya practicables estas soluciones.

Tabla 1: Número de hogares por región en pequeñas redes eléctricas por abastecimiento⁷⁸

Región	Abastecimiento parcial	Abastecimiento continuo	Total
Arica y Parinacota	182	13	195

⁶⁹ Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, disponible en: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R12> (fecha de visita: 21.06.2021).

⁷⁰ Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (fecha de visita: 21.06.2021).

⁷¹ Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, disponible en: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R12> (fecha de visita: 21.06.2021).

⁷² Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (fecha de visita: 21.06.2021).

⁷³ Electricidad (2020): Puerto Williams tendrá el primer hospital de la Patagonia con techo fotovoltaico, disponible en: <https://www.revistaei.cl/2020/10/29/puerto-williams-tendra-el-primer-hospital-de-la-patagonia-con-techo-fotovoltaico/> (fecha de visita: 22.06.2021).

⁷⁸ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, pág. 15, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (fecha de visita: 14.07.2021).

Tarapacá	1.224	33	1.257
Antofagasta	376	2.908	3.284
Atacama	0	5	5
Coquimbo	21	0	21
Valparaíso	0	2.930	2.930
Metropolitana de Santiago	0	0	0
O'Higgins	0	0	0
Ñuble	0	0	0
Maule	0	14	14
Biobío	0	739	739
La Araucanía	0	0	0
Los Ríos	0	0	0
Los Lagos	676	3.128	3.804
Aysén	226	2.809	3.035
Magallanes	148	276	424
Total	2.853	12.855	15.708

Además, en Chile hay un gran número de consumidores de electricidad que se autoabastecen y que no están conectados a ninguna red eléctrica. Hasta una capacidad de generación de electricidad instalada inferior a 65 kWh al mes, estos sistemas se clasifican como suministro parcial. Por encima de 65 kWh, los sistemas se consideran de suministro permanente. En total, hay 2.496 sistemas de autoabastecimiento en Chile, de los cuales el 89 % proporciona un suministro parcial.⁷⁹

Tabla 2: Número de hogares con sistemas de autoabastecimiento de electricidad por abastecimiento⁸⁰

Región	Abastecimiento parcial	Abastecimiento continuo	Total
Arica y Parinacota	0	0	0
Tarapacá	76	0	76
Antofagasta	0	0	0
Atacama	95	0	95

⁷⁵ Ministerio de Energía (2017): iEnergía 2050 – Política energética Magallanes y Antártica Chilena, pág. 47, disponible en: <https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/energia-magallanes-2050.pdf> (fecha de visita: 21.07.2021).

⁷⁶ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, pág. 17, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (fecha de visita: 14.07.2021).

⁷⁷ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, pág. 15,0, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_95resultados_0.pdf (fecha de visita: 14.07.2021).

⁷⁸ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, pág. 15, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (fecha de visita: 14.07.2021).

⁷⁹ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, pág. 8 y pág. 15, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (fecha de visita: 14.07.2021).

⁸⁰ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, pág. 15, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (fecha de visita: 14.07.2021).

Coquimbo	1.739	0	1.739
Valparaíso	4	0	4
Metropolitana de Santiago	0	0	0
O'Higgins	4	0	4
Ñuble	0	0	0
Maule	0	0	0
Biobío	0	103	103
La Araucanía	0	0	0
Los Ríos	0	114	114
Los Lagos	10	37	47
Aysén	305	9	314
Magallanes	0	0	0
Total	2.233	263	2.496

Además, 24.556 de los hogares de Chile no tienen ningún tipo de suministro eléctrico, lo que representa un total del 0,4 % de los hogares. De los 24.556 hogares, un total de 6.637 tienen un proyecto de electrificación en construcción o en planificación.⁸¹

Tabla 3: Número de hogares con sistemas de autoabastecimiento de electricidad por abastecimiento⁸²

Región	Hogares sin suministro eléctrico	% de hogares en la región	% de hogares rurales en la región
Arica y Parinacota	873	1,3 %	15,2 %
Tarapacá	384	0,4 %	8,2 %
Antofagasta	1.016	0,6 %	21,8 %
Atacama	1.687	1,8 %	16,6 %
Coquimbo	3.181	1,3 %	6,3 %
Valparaíso	735	0,1 %	1,3 %
Metropolitana de Santiago	814	0,0 %	1,0 %
O'Higgins	147	0,0 %	0,2 %
Maule	920	0,3 %	0,9 %
Ñuble	394	0,2 %	0,7 %
Biobío	2.901	0,6 %	4,7 %
La Araucanía	3.225	1,0 %	3,3 %
Los Ríos	1.819	1,4 %	4,6 %
Los Lagos	4.383	1,5 %	5,4 %
Aysén	1.058	2,7 %	11,8 %
Magallanes	1.019	1,8 %	26,8 %
Total	24.556		

⁸¹ Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, pág. 13, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (fecha de visita: 14.07.2021).

⁸² Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, pág. 13, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf (fecha de visita: 14.07.2021).

Con la iniciativa «Ruta de la luz», el gobierno actual persigue el objetivo de reducir el número de hogares con suministro eléctrico insuficiente o inexistente. El objetivo es abastecer a 2.500 hogares al año, para lo que se destinarán \$17.500 millones (aprox. EUR 20 millones).⁸³

El anexo contiene un catastro completo de las 129 pequeñas redes eléctricas de Chile.

3.4. Suministro de electricidad sin conexión a la red

Las alternativas más extendidas para el suministro de energía autónoma en Chile son los generadores diésel debido a su bajo costo. En algunos casos, también se utilizan generadores de gas. Para las infraestructuras críticas se suelen utilizar sistemas de respaldo como baterías y SAI (sistema de alimentación ininterrumpida), así como EPS (suministro de energía de emergencia). A continuación, se describen los tipos de generadores y las principales aplicaciones en Chile; los entrevistados no distinguieron entre SAI y EPS.

En general, hay demanda de soluciones energéticas sin conexión a la red en el sector industrial de las piscifactorías de salmón, los aserraderos y los supermercados. Los generadores se utilizan generalmente como respaldo y para el autoabastecimiento, por ejemplo, para los cortes de energía (suministro de emergencia) o en el caso de los supermercados para el suministro de toda la planta o al menos de las estanterías refrigeradas. Las piscifactorías de salmón tienen una gran demanda de pontones, que deben funcionar las 24 horas del día. En la agricultura, los generadores se utilizan principalmente durante la temporada de septiembre a marzo para hacer funcionar las bombas de riego y evitar los picos de carga y los altos costos. Los sistemas de respaldo se utilizan sobre todo en infraestructuras críticas como hospitales, transportes, laboratorios, industria alimentaria, minería, policía, antenas de telefonía móvil, fronteras y centros de datos.⁸⁴

En la mayoría de los casos, se utilizan generadores diésel, pero ahora también hay ciertas aplicaciones en las que se utilizan generadores de gas. La aplicación de esta solución se encuentra principalmente en la industria del salmón. A diferencia de los generadores de gas, los generadores diésel tienen la ventaja de no contaminar el agua de pontón y, por tanto, provocan menos pérdidas de peces. Por supuesto, esto también sería una ventaja adicional del uso de pilas de combustible. A pesar del fomento gubernamental al gas en todo Chile y especialmente en Punta Arenas, el uso de generadores de gas y, por tanto, el mercado del gas es muy limitado en Chile por razones tecnológicas.

Hasta ahora, el uso de baterías en combinación con sistemas solares se ha utilizado principalmente como solución fuera de la red (sistemas autónomos) para sustituir a los generadores diésel en zonas remotas. Las soluciones fotovoltaicas en combinación con tecnologías de almacenamiento, por ejemplo, en forma de baterías domésticas, apenas se encuentran hasta ahora, lo que probablemente se deba a los precios todavía elevados de las baterías domésticas, que actualmente duplican los plazos de amortización de las instalaciones típicas. Sin embargo, hay interés en esta aplicación, por ejemplo, en la agricultura.

Cada año se importan a Chile entre 5.000 y 6.000 generadores diésel con una capacidad de 10 KW a 3.000 KW. En 2020, sin embargo, se importaron alrededor de un 40 % menos de generadores diésel que en 2019 debido a las incertidumbres durante la pandemia.⁸⁵ En la agricultura, un generador de diésel con una capacidad de 100 kVA

⁸³ Gobierno de Chile (2019): Presidente presenta «Ruta de la luz» para llevar electricidad a familias sin energía: «Trae una nueva vida a tantos chilenos», disponible en: <https://prensa.presidencia.cl/comunicado.aspx?id=96284> (fecha de visita: 22.06.2021)

⁸⁴ Según una entrevista con el experto Pablo Carrera, ingeniero de Kolff, 02.08.21

⁸⁵ Según la entrevista con el experto Oscar Barahona, subdirector de ventas y proyectos de la empresa Cummins, 24.06.21

cubre unas 50 hectáreas y el diésel consumido cuesta unos \$15.000.000 y en la temporada alta (de diciembre a marzo) hasta CLP 2.800.000 (USD 3.675) al mes, para un total de CLP 12.700.000 (USD 16.660) al año.⁸⁶ Proveedores como Lureye ofrecen la posibilidad de alquilar o comprar generadores y encargarse ellos mismos del mantenimiento. Por esta razón, se prefiere a estos proveedores. Con el fin de sustituir los generadores diésel por energías renovables, el Ministerio de Agricultura de la región de Magallanes lanzó un concurso para promover 66 proyectos (principalmente fotovoltaicos con sistemas de baterías, pero también bombas solares y otros sistemas de generación de energía) para suministrar electricidad limpia a las explotaciones agrícolas, algunas de las cuales están alejadas de la red eléctrica.

En comparación con el mercado de generadores diésel, que cuenta con 40 modelos diferentes, en Chile sólo hay 5 generadores de gas. Existen algunos proyectos de gas como la central a gas de Teno (la primera central a gas de Chile), ubicada en la región del Maule desde 2018, que inyecta 43 MW en el SEN. El grupo Innovación Energía S.A. tiene otros dos proyectos de centrales de gas en Coquimbo y Atacama, que inyectarán 30 MW y 40 MW respectivamente en el SEN. También hay planes para otras centrales de gas no conectadas a la red en Puerto Montt y Puerto Natales, con una capacidad de 20 MW y 3 MW respectivamente. Otro proyecto es la planta de gas de Mejillones, con una capacidad de 4,5 MW.

En Chile, ya existen algunas soluciones para el suministro de energía de respaldo con energías renovables: los hospitales San José del Carmen en Copiapó o el Hospital Provincial de Huasco «Monseñor Fernando Ariztía» tienen plantas solares con 200 módulos solares, una capacidad de 50 kW con la que se generan 75 kWh de electricidad. Estos fueron financiados por el Ministerio de Energía de Chile. El Hospital de Chañaral «Dr. Jerónimo Méndez» pudo instalar un sistema solar térmico para el autoabastecimiento de agua caliente también gracias a este financiamiento. La infraestructura tiene un volumen de almacenamiento de 2.000 litros y 24 metros cuadrados de colectores solares.⁸⁷

Actualmente, hay tres empresas que ya son autosuficientes energéticamente: Grupo Séché Chile, Grupo Bimbo y Nutrabien. El Grupo Seché cuenta desde 2019 con un sistema fotovoltaico que abastece el 100 % del funcionamiento diario de sus edificios en la región de Antofagasta. El consumo de electricidad es de 38,4 kWh al día. El Grupo Bimbo cuenta con una instalación fotovoltaica desde abril de 2021 y, junto con un PPA, cubre el 100 % de las necesidades eléctricas de la empresa con energía renovable. Los paneles solares tienen una capacidad de 2,2 MWp, y generan aproximadamente 3 GWh al año. Las instalaciones de Nutrabien en Talagante generan 0,25 GWh al año.⁸⁸

El mercado de las baterías en Chile no ha crecido significativamente hasta la fecha por razones de costo. Sin embargo, con la actual caída de los precios de las baterías, se espera que este mercado también se desarrolle en Chile en los próximos años. No obstante, hasta ahora sigue faltando una normativa legal para el uso de las baterías domésticas. Son especialmente relevantes para la normalización, la seguridad y la promoción del mercado. En relación con los sistemas sin conexión a la red, las baterías también son demandadas como dispositivos de almacenamiento. Las empresas que ofrecen soluciones eficientes en el campo de los sistemas solares térmicos

⁸⁶ Según la entrevista con el experto Rodrigo Ariztía, 28.06.21

⁸⁷ Guía Chile Energía (2020): Nuevos generadores se suman a los respaldos eléctricos de los Hospitales de Atacama, disponible en: <https://www.guiachileenergia.cl/nuevos-generadores-se-suman-a-los-respaldos-electricos-de-los-hospitales-de-atacama/> (fecha de visita: 05.06.2021)

⁸⁸ PV Magazine (2021): Ideal, parte de Bimbo en Chile, ya funciona al 100 % con renovables, disponible en: <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/05/11/ideal-parte-de-bimbo-en-chile-ya-funciona-al-100-con-renovables/> (fecha de visita: 10.06.2021)

(incluidos los sistemas de almacenamiento) tanto para el sector comercial como para el industrial encontrarán en Chile el mercado de ventas correspondiente en los próximos años.

La tecnología de SAI más vendida es la de doble conversión en línea y los tipos de baterías más vendidos son las de plomo-ácido del tipo VLA y las VRLA del tipo AGM y GEL. Las baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd) también se venden en menores cantidades. El litio adquiere cada vez más importancia en el campo del respaldo energético porque, entre otras cosas, tiene una mayor densidad energética por metro cuadrado. Sin embargo, sigue siendo más caro en comparación con las alternativas de plomo-ácido.⁸⁹

La Estrategia Chilena del Hidrógeno prevé la evaluación e investigación de alternativas para la generación y almacenamiento de energía de hidrógeno verde en sistemas no conectados a la red nacional. El objetivo es eliminar las barreras normativas y de mercado que impiden la inclusión de soluciones de hidrógeno verde en la planificación y expansión de los sistemas energéticos de media escala.⁹⁰ Existe un potencial de sustitución con tecnologías de hidrógeno y pilas de combustible para las infraestructuras críticas que hasta ahora han dependido de generadores diésel de reserva, y especialmente para los centros de datos siguiendo el ejemplo de Microsoft en Estados Unidos. También como solución para las microrredes, las pilas de combustible en combinación con la generación de electricidad a partir de fuentes renovables son en algunos casos una solución sensata como alternativa a la generación de electricidad con diésel. Sin embargo, en la estrategia del hidrógeno no hay objetivos concretos al respecto.

4. Casos de uso del hidrógeno en el suministro de energía con análisis técnico-económico

Para determinar el potencial de mercado del hidrógeno como almacenamiento para sistemas de energía eléctrica en Chile, se encargó un estudio de viabilidad. Este estudio fue realizado por el Reiner Lemoine Institut⁹¹, un instituto de investigación no universitario que trabaja en la integración de las energías renovables en los sistemas energéticos.

En el centro de enfoque de este estudio de viabilidad se encuentran tres casos de uso que pretenden ser simbólicos de diferentes áreas de aplicación del hidrógeno como medio de almacenamiento en los sistemas de energía eléctrica. Se eligieron especialmente para representar diferentes condiciones iniciales. En el caso de Melinka se está investigando una microrred que trabaja en forma independiente del continente. La región de Aysén representa una red mediana de electricidad que ya se abastece proporcionalmente de fuentes renovables. El caso particular de la empresa Multiexport muestra una aplicación en la industria del salmón. Mientras que en el caso de Melinka y Aysén ya existe un potencial para utilizar el hidrógeno como almacenamiento, especialmente con las futuras reducciones de costos previstas, en el caso de Multiexport el bajo precio del diésel hace que el hidrógeno no sea actualmente una opción económica como almacenamiento de electricidad, sobre todo porque actualmente no hay planes concretos para un precio del CO₂ sobre el diésel en Chile. En este caso, un uso dual del electrolizador tanto para el

⁸⁹ Según la entrevista con el experto Pablo Carrera, ingeniero de Kolff, 02.08.21

⁹⁰ Gobierno de Chile (2020): Estrategia nacional de hidrógeno verde, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf (fecha de visita: 07.06.2021)

⁹¹ Reiner Lemoine Institut gGmbH (2021): Reiner Lemoine Institut – Investigación para las energías renovables, disponible en: <https://reiner-lemoine-institut.de/> (fecha de visita: 10.08.2021).

suministro de hidrógeno como para el suministro de oxígeno podría ser una vía prometedora que debería investigarse más a fondo. Otras formas de uso serían la extracción de calor o la vinculación con el sector del transporte. Sin embargo, estas formas adicionales de uso no se investigaron más en este estudio. En todos los casos examinados, la viabilidad económica aumenta cuando el diésel se encarece, ya sea por el aumento de los precios del mercado mundial o por el precio del CO₂. Una mayor ambición con respecto al ahorro de CO₂ también puede conducir a un uso más rápido del hidrógeno para aumentar la cuota de las energías renovables.

A continuación, se presenta en primer lugar el modelo de simulación utilizado, el Simulador Multivectorial (SMV). Posteriormente se resumen los supuestos económicos y los parámetros de entrada de la simulación. Y después, se presentan uno tras otro los casos de uso de Melinka, Aysén y Multiexport. Por último, se resumen las medidas de acción recomendadas.

4.1. Introducción al modelo de simulación

El Simulador Multivectorial (SMV)⁹² es una herramienta de simulación desarrollada dentro del proyecto de investigación E-LAND⁹³ de H2020 para simular y optimizar sistemas energéticos con múltiples vectores, es decir, sistemas acoplados por sectores. En este proceso se lleva a cabo una optimización tecno-económica que minimiza los costos anuales de suministro de energía. Para ello, el SMV ejecuta tanto la planificación de las inversiones a largo plazo como la planificación operativa a largo plazo y, a continuación, evalúa el funcionamiento óptimo determinado. La simulación da como resultado tanto las capacidades óptimas del sistema energético como el uso de los componentes individuales, así como un cálculo de los coeficientes operativos técnicos y económicos. Como el SMV es una herramienta de simulación basada en simplificaciones de los modelos de los componentes y los resultados deben entenderse como un estudio de viabilidad, pero no como un diseño técnico del sistema.

4.1.1. Características del Simulador Multivectorial

El SMV está concebido de tal manera que permite diseñar el sistema energético investigado de forma muy flexible. Se puede utilizar cualquier número de componentes, por ejemplo, fotovoltaicos, eólicos, baterías, generadores y transformadores. Estos componentes están conectados entre sí mediante líneas simuladas. Se pueden modelizar diversos vectores energéticos, como la electricidad, el calor, el diésel y también el hidrógeno. Estas características permiten al SMV simular y optimizar sistemas acoplados por sectores. En este estudio de viabilidad, sólo eran relevantes la electricidad, el diésel y el hidrógeno.

En el SMV se pueden incluir varios perfiles de carga en las diferentes líneas simuladas. Se tienen en cuenta tanto los costos debidos a la adquisición de la red como los beneficios debidos a la alimentación.

Durante la optimización, el SMV realiza una optimización tecno-económica que da como resultado los mínimos costos anuales de suministro de energía. Sin embargo, también es posible imponer restricciones adicionales al resultado de la optimización: esto puede tener lugar exigiendo una cuota mínima de generación eléctrica renovable, una autonomía mínima, un límite máximo de emisiones y un suministro neto nulo. Para el presente estudio de viabilidad no fue necesaria ninguna condición adicional.

Se puede añadir un mayor nivel de detalle definiendo parámetros especiales como el precio de la electricidad, la tarifa de alimentación o las eficiencias como dependientes del tiempo. La potencia máxima de red utilizada en kW

⁹² Hoffmann, Martha M., Duc, Pierre-Francois, Haas, Sabine, & Dunks, Ciara (2021): *Multi-Vector Simulator* [Simulador Multivectorial] (Versión v1.0.0). Zenodo., disponible en: <http://doi.org/10.5281/zenodo.4883683> (fecha de visita: 10.08.2021).

⁹³ E-LAND (2021): *E-LAND Horizon 2020. Novel solutions for decarbonised energy islands*, disponible en: <https://elandh2020.eu/> (fecha de visita: 10.08.2021).

puede tarificarse adicionalmente definiendo un precio por potencia y un periodo de referencia. Los resultados de la simulación se envían como archivos de Excel, y también se genera un breve informe en formato PDF.

4.1.2. Transformación de entrada/salida

A continuación, se explica el funcionamiento del SMV. Se visualiza con el diagrama de flujo en la Figura 11 como una transformación de entrada/salida.

Son necesarios algunos parámetros de entrada para aplicar el SMV a un caso de uso. Estos incluyen información general sobre el proyecto y las condiciones marco económicas, los perfiles de carga horaria, la disposición de los componentes y sus conexiones, los datos técnicos, así como los costos de los componentes y los perfiles de producción horaria específicos de las fuentes renovables.

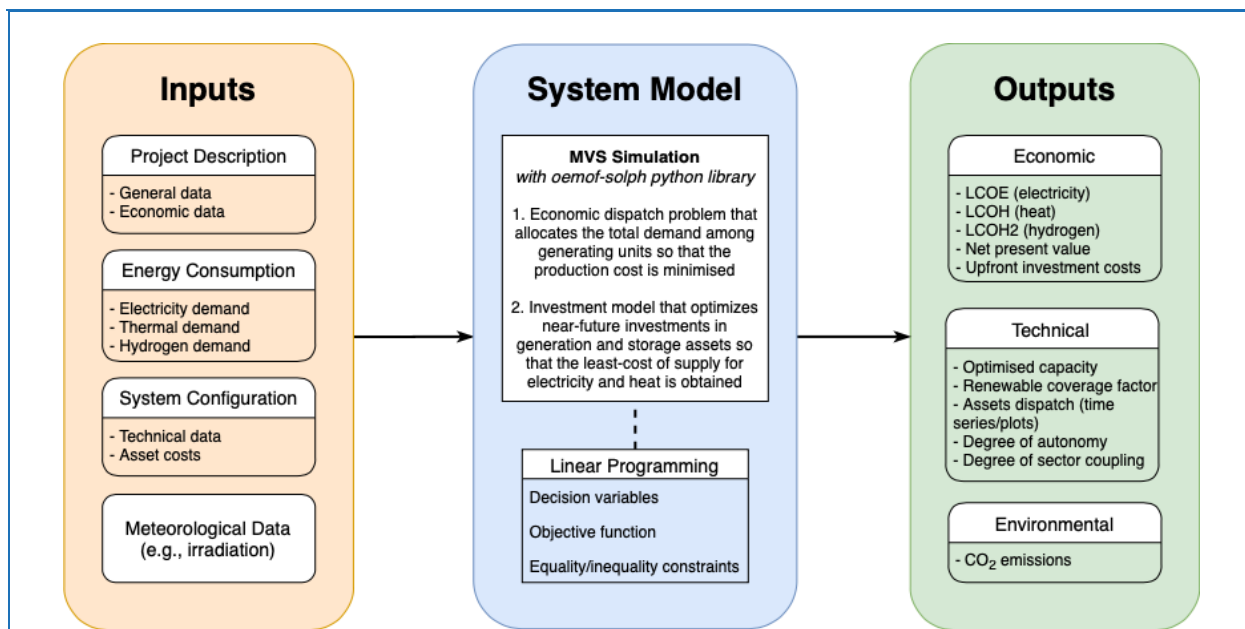
Con esta información, el SMV puede crear un modelo del sistema energético. En esto utiliza la biblioteca Python de código abierto oemof (open energy modelling framework)⁹⁴ y concretamente oemof-solph⁹⁵. El modelo incluye un problema de optimización que implica la inversión y la explotación al mismo tiempo. La función objetivo es minimizar los costos anuales de suministro del consumo demandado. Para ello, ya se aplicó el método de la anualidad (véase la sección 4.1.4) en el preprocesamiento de datos. Las variables de decisión consisten tanto en las capacidades potenciales a instalar como en el funcionamiento por horas de los componentes controlables.

Tras la optimización, se determinan las capacidades óptimas de inversión de los componentes considerados. Además, se ha determinado la explotación más rentable, es decir, el uso de los componentes. Esto significa que ahora es posible calcular los coeficientes tecno-económicos del sistema energético. Entre ellos se encuentran los coeficientes económicos, como los costos de generación de electricidad o los costos de inversión, pero también los coeficientes técnicos, como la cuota de renovables, el grado de autonomía y las emisiones de CO₂. Para este estudio, no se ha tenido en cuenta el costo nivelado de calor.

⁹⁴ Uwe Krien, Simon Hilpert, Cord Kaldemeyer, Stephan Günther, Caroline Möller, Guido Pleßmann, Steffen Peleikis, Clemens Wingenbach, Birgit Schachler, Wolf-Dieter Bunke, Elisa Papadis, Elisa Gaudchau y Christian Fleischer (2016): *oemof v0.1.1*. Zenodo., disponible en: <https://doi.org/10.5281/zenodo.276054> (fecha de visita: 10.08.2021).

⁹⁵ oemof developer group (2020): *oemof.solph - a model generator for energy systems - v0.4.1 (v0.4.1)*. Zenodo, disponible en: <https://doi.org/10.5281/zenodo.3906081> (fecha de visita: 10.08.2021).

Figura 6: Transformación de entrada/salida del simulador multivectorial⁹⁶



4.1.3. Ponderación del vector energético

Como ya se ha descrito, el SMV es una herramienta de simulación que puede analizar sistemas energéticos con múltiples vectores. Esto hace que también sea capaz de diseñar sistemas acoplados. Sin embargo, los vectores de energía dentro del sistema energético pueden medirse en diferentes unidades: La electricidad en kW, el diésel en litros y el hidrógeno en kgH2 (kilos de hidrógeno). Para calcular los coeficientes operativos de todo el sistema, es necesario un método que permita comparar y compensar los vectores energéticos.

Por esta razón, el SMV incluye una ponderación del vector energético. Aquí, todos los flujos y salidas de los diferentes vectores energéticos se normalizan en electricidad y se especifican en la unidad de electricidad, es decir, kW o kWh. Los demás vectores de energía se ponderan en función de su potencial eléctrico utilizable.

Para el hidrógeno, esta ponderación es de 33,3 kWh/kgH2 según su menor poder calorífico. Para el diésel, el factor es de 9,4 kWh/l.

4.1.4. Método de las anualidades

Con el método de las anualidades, se tiene en cuenta el valor temporal del dinero. El SMV siempre tiene en cuenta un año de referencia durante la optimización, y la anualidad específica de cada componente se calcula en el preprocesamiento de los datos de entrada. Esto resulta de la duración del proyecto, los costos de inversión de una unidad y la vida útil de un componente.

4.1.5. Coeficientes de la explotación

⁹⁶ Gráfico extraído de la documentación de: Hoffmann, Martha M., Duc, Pierre-Francois, Haas, Sabine, & Dunks, Ciara (2021): Multi-Vector Simulator [Simulador Multivectorial] (Versión v1.0.0). Zenodo, disponible en: <http://doi.org/10.5281/zenodo.4883683> (fecha de visita: 10.08.2021).

Las principales cifras clave proporcionadas por el SMV en este estudio de viabilidad son el costo de producción de electricidad, el valor neto actual, las emisiones de CO₂ y la cuota de renovables en la generación de electricidad.

Los costos de producción de electricidad se calculan a partir del costo total del sistema energético durante un año, es decir, el resultado de la función objetivo, la carga suministrada durante todo el año.

El valor neto actual se calcula a partir de los costos de inversión al principio del período del proyecto, las inversiones necesarias durante el transcurso del proyecto debido a los componentes que deben sustituirse tras su vida útil, menos el valor residual de los componentes al final del proyecto, así como los costos de explotación durante toda la duración del proyecto y los costos de explotación actuales (p. ej., para el diésel) menos las tarifas de alimentación.

Las emisiones anuales de CO₂ se calculan, en este caso, a partir del consumo anual de diésel y sus emisiones específicas de CO₂ de 2,7 kgCO₂eq/l.

La cuota de renovables en el sistema total se calcula a partir de la relación entre la generación de renovables y la generación total. En el caso de la conexión a la red, la generación total se calcularía a partir de las importaciones de la red de nivel superior de la generación renovable local, sin restar los posibles excedentes de electricidad. La generación renovable incluye tanto la generación renovable a nivel local como también la generación renovable de la electricidad de la red. En los tres casos, no hay conexión a la red, lo que significa que sólo se trata de la relación entre la generación renovable y la generación absoluta en el emplazamiento.

4.1.6. Limitaciones

Como se ha descrito anteriormente, el SMV utiliza modelos de componentes simplificados. Se basan en representaciones lineales de los componentes, lo que significa que, por ejemplo, no se tiene en cuenta la dependencia de la carga de la eficiencia de los generadores y tampoco se representa la dependencia de la eficiencia de carga de las baterías del estado de carga.

Se supone que el sistema funcionará con capacidades invariables durante toda la duración del proyecto. De ello se deduce que todas las capacidades existentes serán sustituidas al final de su vida útil. No es posible tener en cuenta las variaciones de precios, como las de los combustibles fósiles como el diésel o los costos de inversión específicos de los componentes, a lo largo de la vida del proyecto. No se reduce la eficiencia durante la vida útil de los componentes.

Debido al algoritmo de optimización elegido, la optimización se lleva a cabo con una previsión perfecta, es decir, conociendo la carga y la generación renovable específica para cada momento del año. Como resultado, las capacidades de los componentes pueden ser subestimadas. No se tienen en cuenta las fluctuaciones reales e imprevisibles de la carga y la generación. No se lleva a cabo ningún análisis del flujo eléctrico, es decir, durante la fase de planificación del proyecto, el sistema de energía con las capacidades determinadas por el SMV también debería investigarse electrotécnicamente.

4.2. Supuestos económicos

Se supone una duración del proyecto de diez años para cada uno de los casos de uso que se van a examinar. Como periodo de referencia para la optimización se ha elegido un año completo, en tramos horarios. Se supone que el tipo de cambio es de CLP 714,26 por USD 1, salvo que se indique lo contrario. Se asume un factor de descuento del 5,3 % (véase Tabla 4).

Tabla 4: Condiciones del marco económico

Duración del proyecto	Años	10
Factor de descuento	%	5.3
Período de referencia	Días	365
Tipo de cambio	CLP/USD	714,26

En todos los casos de uso, ya hay capacidades preinstaladas en forma de generadores diésel y, si es necesario, otros componentes que, en conjunto, proporcionan el suministro de energía actual. Para garantizar la comparabilidad de los resultados, se supone que estas capacidades seguirán estando disponibles para el sistema energético. Como las inversiones pasadas son los llamados costos hundidos, los costos de estas capacidades no se incluyen en la planificación de las inversiones. En el caso de los generadores diésel, se supone que las posibles inversiones de sustitución no superan el valor de venta de las capacidades consideradas superfluas mediante la optimización.

Aunque el precio del diésel difiere mucho para los casos de uso de Melinka, Aysén y Multiexport, se ha supuesto que son idénticos los costos de inversión de todos los componentes. En los tres casos, se consideran los generadores diésel, la energía fotovoltaica, un inversor solar y las baterías de litio como posibles componentes del sistema energético. Además, existe la opción de amortiguar las fluctuaciones de la generación renovable introduciendo tecnologías de hidrógeno para el almacenamiento de electricidad. Para ello, se incluye una cadena tecnológica formada por un electrolizador, un depósito de almacenamiento de hidrógeno y una pila de combustible. Se supone que los electrolizadores son Células Alcalinas Electrolíticas (AEC), ya que combinan costos comparativamente bajos con altos rendimientos. Sin embargo, es importante saber que esta tecnología tiene tiempos de arranque comparativamente más largos que, por ejemplo, los electrolizadores tipo PEM. El depósito de almacenamiento de hidrógeno es de 200 bares de presión e incluye los compresores necesarios. Se supone que la pila de combustible es una pila de combustible alcalina (AFC). Esto exige una gran pureza del hidrógeno y tiene unos costos de inversión relativamente altos, pero puede funcionar de forma muy dinámica, lo que es importante para compensar a corto plazo las fluctuaciones de la generación renovable.

En el caso de Melinka, también se evalúa el potencial de las nuevas centrales eólicas. En el caso de Aysén, además de la capacidad existente y potencial de las centrales eólicas, se considera también la capacidad existente de las centrales hidroeléctricas.

Las hipótesis de costos se basan, en particular, en un estudio de mercado realizado por la *Danish Energy Agency* y Energinet⁹⁷, pero también en otras fuentes ^{98 99 100 101}, y se resumen en Tabla 5.

⁹⁷ Danish Energy Agency y Energinet (2017): *Technology Data – Renewable fuels* [Datos tecnológicos - Combustibles renovables], pág. 107

⁹⁸ Danish Energy Agency y Energinet (2016): *Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation*, [Datos tecnológicos - Plantas de energía para la generación de electricidad y calefacción urbana], pág. 285, pág. 385

⁹⁹ Danish Energy Agency y Energinet (2018): *Technology Data – Energy storage* [Datos tecnológicos – Almacenamiento de energía], pág. 91, pág. 181

¹⁰⁰ Instituto Fraunhofer de Sistemas de Energía Solar, ISE (2020): *Photovoltaics report* [Informe sobre la fotovoltaica], pág. 39

¹⁰¹ ESMAP y World Bank Group (2020): *Green Hydrogen in Developing Countries* [Hidrógeno verde en los países en desarrollo], pág. 44

Tabla 5: Costos de los componentes del sistema energético

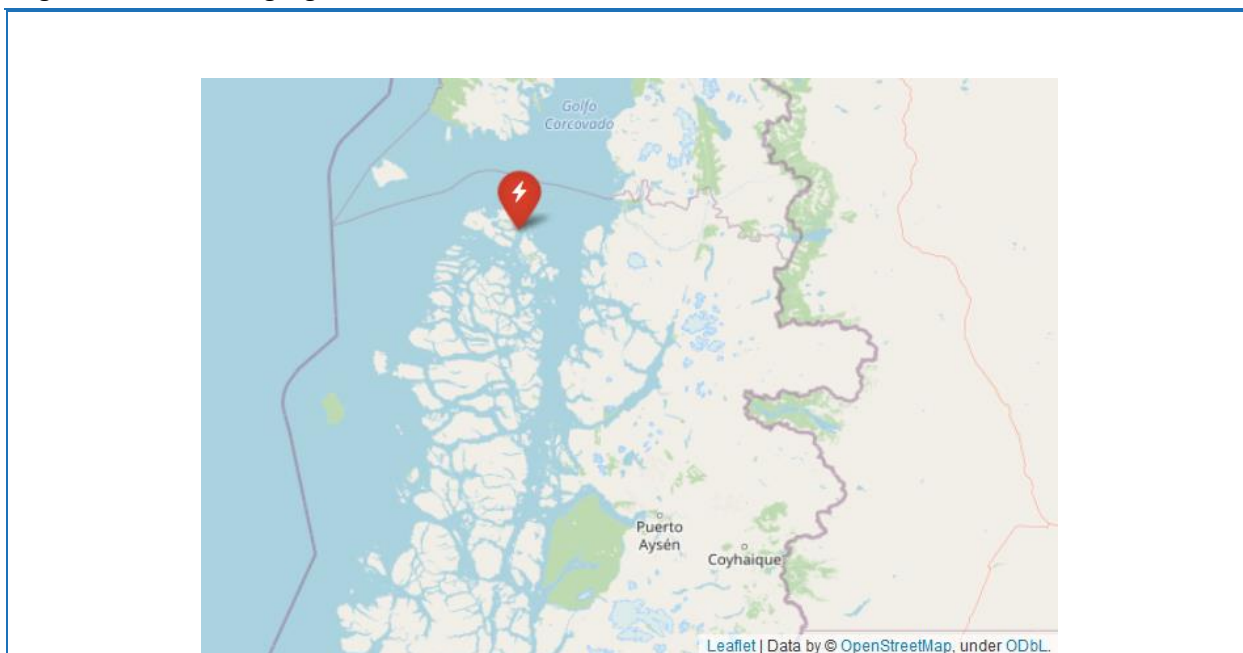
Componente	Unidad	Costos de inversión específicos	Costos de explotación especif. anuales	Eficiencia eléctrica	Vida útil
		USD/Unidad	USD/Unidad/Año	%	Años
Generador diésel	kW		0,012	35	25
Energía eólica	kW	1609	31	-/-	25
Energía hidro-eléctrica	kW			-/-	
Fotovoltaica	kWp	700	0	-/-	20
Inversor solar	kVA	0,00005	0	98	20
Electrolizador (AEC)	kgH ₂	45468	2253	66,5	25
Pila de combustible (AEF)	kW	700	35	60	20
Depósito de hidrógeno	kgH ₂	2297	24	88	25
Batería de iones de litio	kWh	1559	0,65	95	15

4.3. Caso 1: Microrred de Melinka

4.3.1. Descripción de Melinka

La microrred de Melinka, cuya ubicación se muestra en la Figura 7, se abastece en la actualidad exclusivamente con generadores diésel. El funcionamiento es completamente independiente de una red eléctrica de orden superior. Debido al elevado costo nivelado de la electricidad, el precio de la electricidad para los consumidores finales está muy subsidiado. En este caso de uso, es necesario encontrar la combinación óptima de tecnologías de diésel, fotovoltaica, eólica y de hidrógeno o pila de combustible para almacenar electricidad para una microrred del tamaño de una ciudad.

Figura 7: Clasificación geográfica de Melinka¹⁰²



4.3.2. La red eléctrica de Melinka y Repollal

El Archipiélago de las Guaitecas, también llamado Islas Guaitecas, es un archipiélago perteneciente a la región de Aysén y situado en el Océano Pacífico al sur de la isla de Chiloé. El archipiélago consta de ocho islas principales y numerosas islas menores. Melinka y Repollal son localidades de la comuna de Guaitecas, ubicadas a unos 230 km de la capital regional, Coyhaique. Melinka es el lugar más importante del municipio y de todo el Archipiélago de las Guaitecas.

Melinka y Repollal se abastecen de electricidad mediante una microrred. La red eléctrica de Melinka y Repollal consta de cuatro generadores diésel de la marca Wilson con una capacidad total instalada de 1.400 kW: uno de 213 kW, otro de 450,26 kW y dos de 368,4 kW. La red de distribución consta de una línea trifásica de media tensión de 23 kV y una longitud de 22,78 km y una línea trifásica de baja tensión de 430 V y una longitud de 11,31 km.¹⁰³

Debido a la remota ubicación geográfica y a la escasa población de los pueblos de Melinka y Repollal, el proveedor de electricidad tiene que aceptar un precio de diésel muy elevado. La Ley 21.125 de Presupuestos del Sector Público de 2019 establece que las redes eléctricas reconocidas como sistemas de autoabastecimiento pueden ser subsidiados por los gobiernos regionales. El Decreto (Resolución Exenta) N° 47/2020 confirmó que la red eléctrica de Melinka y Repollal, según los criterios de reconocimiento establecidos, con una capacidad instalada inferior a 1.500 kW, se califica como un pequeño sistema de autoabastecimiento que suministra principalmente electricidad a los hogares e instituciones públicas, es operado por el proveedor municipal de electricidad *Empresa Eléctrica*

¹⁰² Openstreetmap (2021): Melinka, disponible en: <https://www.openstreetmap.org/node/214202132> (fecha de visita: 05.10.2021)

¹⁰³ Ministerio de Energía (2020): *Resolución Exenta Subsecretarial N° 47/2020: Reconoce sistema autogeneración Melinka y Repollal, comuna de Guaitecas y determina monto de subsidio para su operación para el año 2020*

Municipal de Guaitecas y, por lo tanto, recibe un subsidio del gobierno. Así, los consumidores no tienen que pagar un precio de la electricidad tan elevado.¹⁰⁴

La red eléctrica de Melinka y Repollal abastece a un total de 1.329 habitantes con el siguiente consumo eléctrico¹⁰⁵:

Tabla 6: Consumo de electricidad de los distintos tipos de consumidores de Melinka

Consumidor y beneficiario de subsidios	Cantidad	Consumo medio de electricidad por consumidor y mes (kWh/mes)	Consumo total de electricidad (kWh/año)
Hogares	631	119	902.295
Escuelas	5	437	26.248
Oficina de Correos	1	1.269	15.222
Instituciones públicas	56	370	248.862
Iglesias	5	27	1.591
Tiendas de abarrotes	30	404	145.619
Otros (restaurantes, tabernas, hostales)	35	311	130.803
Otros (mercados, industria pesquera)	11	148	19.550
Alumbrado público	1	14.204	170.452

Para la simulación a realizar, se ha supuesto un consumo total de electricidad de 1.660.641 kWh para 2019. A su vez, el Formulario *Exp.658-ORD.462 GORE Aysén - Solicita cálculo de subsidio Melinka y Repollal* indicó que el uso de 544.550 litros de diésel generó 1.616.406kWh de electricidad en 2019 y que el sistema fue subsidiado con un total de 542.384 dólares.¹⁰⁶¹⁰⁷¹⁰⁸

¹⁰⁴ Ministerio de Energía (2020): *Resolución Exenta Subsecretarial N° 47/2020: Reconoce sistema autogeneración Melinka y Repollal, comuna de Guaitecas y determina monto de subsidio para su operación para el año 2020*

¹⁰⁵ Villanueva, Elena (2020): E-Mail de fecha 02 de abril de 2020 enviado por *Elena Villanueva de la Secretaría de Energía a Mauricio Quezada* y formulario *Exp.658-ORD.462 GORE Aysén - Solicita cálculo de subsidio Melinka y Repollal*

¹⁰⁶ Ministerio de Energía (2020): *Formulario 1 Descripción del Sistema de Autogeneración de Energía Eléctrica Exp.658-ORD.462 GORE Aysén - Solicita cálculo de subsidio Melinka y Repollal*

¹⁰⁷ Los datos indicados de generación de electricidad muestran incoherencias al compararlos con los datos de consumo de electricidad, ya que se generó menos electricidad de la que se consumió. Sin embargo, para realizar la simulación fue necesario partir de los datos enviados en el e-mail del 2 de abril de 2020 por parte de Elena Villanueva de la Secretaría de Energía a Mauricio Quezada, revelando esta inconsistencia, ya que sólo este dato indica el consumo promedio mensual por consumidor de electricidad. Esto ha sido necesario para la simulación. Sin embargo, la discrepancia con el consumo de electricidad total medido de 1.405.570 kWh, que a su vez figura en el formulario *Exp.658-ORD.462 GORE Aysén - Solicita cálculo de subsidio Melinka y Repollal*, no tendría mayor relevancia para el resultado de la simulación.

¹⁰⁸ El subsidio ascendió a \$432.652.041 en 2019. En este caso, se asumió un tipo de cambio de \$798.

Sin embargo, los acontecimientos de 2021 demuestran que la extrema dependencia de los subsidios supone una amenaza para la seguridad del abastecimiento de la población: Los pagos de los subsidios por parte del gobierno regional se habían retrasado, lo que casi hizo que el proveedor de electricidad no pudiera pagar el diésel. Esto, a su

vez, habría provocado un apagón.¹⁰⁹ Además, también existen riesgos en la cadena de suministro de diésel, por lo que también puede producirse una escasez de combustible y una menor disponibilidad de las centrales eléctricas de diésel. El desarrollo de un suministro de energía independiente basado en los recursos locales en forma de energía solar y eólica, en combinación con las posibilidades de almacenamiento a través de la tecnología de hidrógeno/pilas de combustible y/o baterías contribuiría, por tanto, de forma significativa a la seguridad del abastecimiento de la red eléctrica de Melinka y Repollal y también a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la generación de energía mediante generadores diésel. La quema de 544.550 litros de diésel en 2019 equivale a emitir 1.470 tCO₂eq.

4.3.3. Datos de entrada

Se parte de un precio actual del diésel de USD 1,07 por litro (sin IVA) para Melinka. Esto se calcula a partir del gasto actual en diésel que asciende a CLP 42.885.775 por mes (incluyendo el IVA y los costos de transporte), lo que a su vez equivale a un gasto de CLP 34.737.000 por mes o USD 48.633 por mes sin incluir el impuesto del 19 %, y el consumo mensual de diésel, que es de una media de 45.379 litros al mes (el consumo anual es de 544.550 litros).

Como no existe un perfil de consumo para Melinka, hay que estimar un perfil de carga basado en los datos disponibles. Lo que sí se conoce es el consumo anual de los distintos tipos de consumidores. La creación de un perfil de consumidor aleatorio es posible a través de la biblioteca de Python *demandlib*¹¹⁰. Esta biblioteca accede a los perfiles de consumo estándar de la Asociación Federal de las Industrias de la Energía y el Agua (BDEW)¹¹¹, que se han recopilado para diversos tipos de consumidores en Alemania. A los consumidores conocidos, una combinación de hogares, escuelas, la oficina de correos, edificios públicos, iglesias, restaurantes, pubs, hoteles, así como mercados e industria y alumbrado público, se les asignaron determinados perfiles de consumo estándar de la BDEW. Además, se incluyen las temporadas, que difieren de las de Alemania, para poder generar series temporales de consumo que incluyan la dependencia estacional en Chile. Para ello es decisivo el consumo anual de los tipos de consumidores.

El resultado es un perfil de consumo con una carga máxima de 335 kW y un consumo anual de 1.660 MWh. La dependencia estacional del consumo en cada país se refleja en una mayor carga en el invierno chileno (julio a septiembre) que en el verano (véase Figura 8). Un perfil semanal como ejemplo en Figura 9 muestra que *demandlib* distingue entre días laborables y fines de semana. Los fines de semana, el consumo es menor porque muchos edificios comerciales están cerrados.

Hay que tener en cuenta que tanto la variación diurna del consumo y, por tanto, el momento de la demanda máxima diaria, como la dependencia anual están fuertemente orientados hacia los perfiles de consumo elaborados por la BDEW alemana. Por lo tanto, para un diseño más preciso de los sistemas energéticos, sería ventajoso acceder a mejores mediciones del consumo local. La comparación del consumo mensual también muestra que hay una discrepancia entre los valores de entrada agregados y el consumo mensual simulado. La desviación es del 11 % de media, pero en enero, por ejemplo, llega al 23 %.

Figura 8: Perfil de consumo de Melinka, año¹¹²

¹⁰⁹ *Diario Regional de Aysén (2021): Melinka podría quedarse sin luz eléctrica en plena cuarentena*, disponible en: <https://www.diarioregionalaysen.cl/noticia/actualidad/2021/04/melinka-podria-quedarse-sin-luz-electrica-en-plena-cuarentena> (fecha de visita: 14.08.2021)

¹¹² Elaboración propia

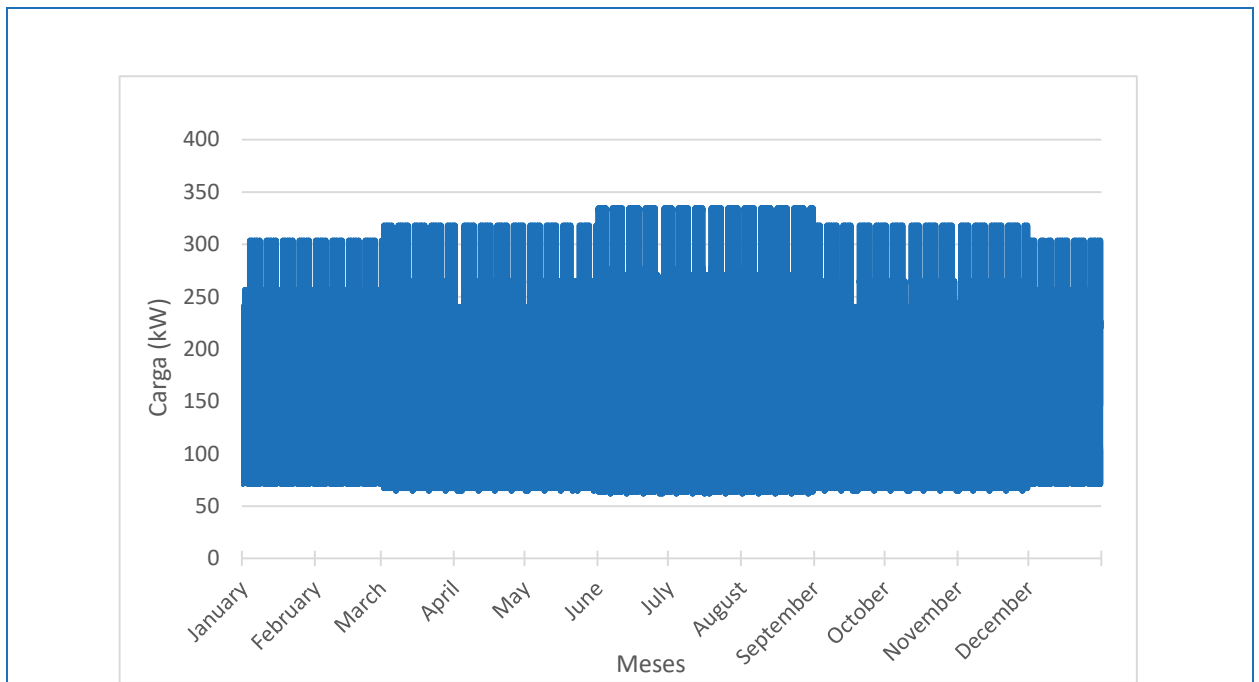
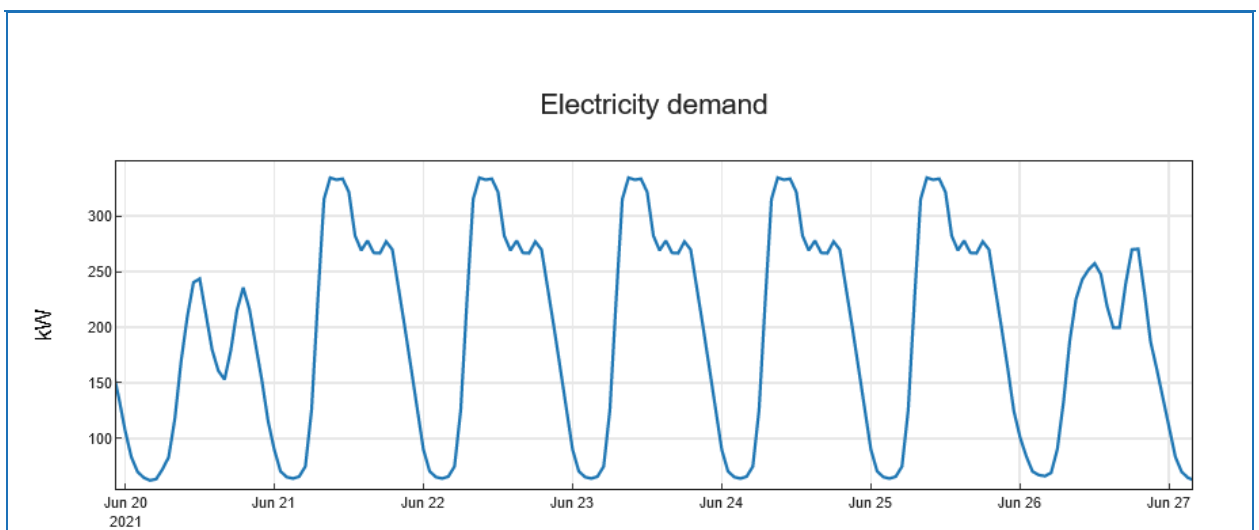


Figura 9: Perfil de consumo de Melinka, ejemplo de una semana¹¹³



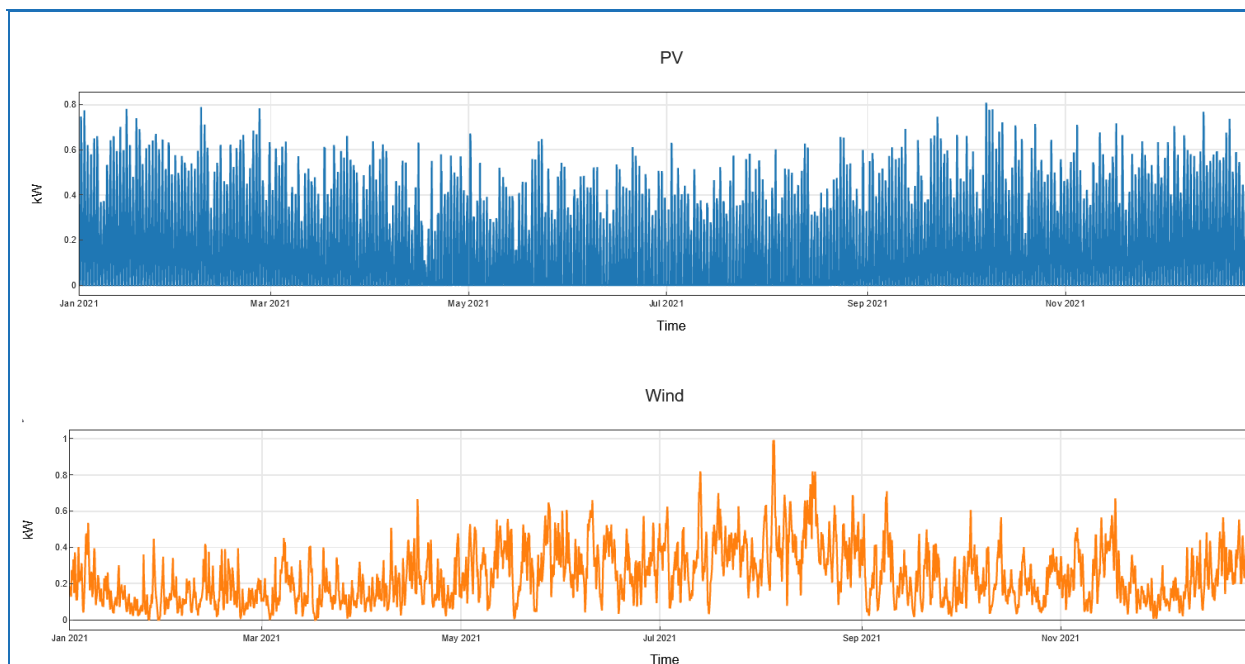
¹¹¹ Hermann Meier, Christian Fünfgeld, Thomas Adam, Bernd Schieferdecker (1999): Repräsentative VDEW-Lastprofile [Perfiles de carga representativos de la VDEW] Francfort (Meno), VDEW, Universidad Tecnológica de Brandemburgo Cottbus, Cátedra de Economía de la Energía, disponible en: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/> (fecha de visita: 10.08.2021).

¹¹² Elaboración propia

¹¹³ Elaboración propia

Para determinar el potencial de generación específico de las centrales fotovoltaicas y eólicas en Melinka se utilizan dos herramientas web del Ministerio de Energía chileno^{114 115}. El potencial se muestra en la Figura 10. Esto da como resultado un potencial de generación específico anual de 1.242 kWh/kW/año para la capacidad fotovoltaica instalada, y de 2.131 kWh/kW/año para la capacidad eólica instalada.

Figura 10: Potencial renovable solar y eólico en Melinka¹¹⁶



Actualmente, los subsidios anuales se estiman en USD 542.000 por año. Para determinar el potencial de ahorro a través de una adaptación del sistema de abastecimiento, estos subsidios también deben calcularse en los escenarios de inversión calculados posteriormente. Dado que los costos de producción de electricidad calculados por el SMV no incluyen los costos fijos de explotación de la red, éstos se añaden a los costos de generación de electricidad del SMV para calcular el precio real de la electricidad. El subsidio anual se calcula entonces a partir de la diferencia entre la tarifa eléctrica de 0,17 USD/kWh que se quiere conseguir para los consumidores finales y los costos reales, así como del volumen de consumo que se quiere subsidiar. Al especificar el consumo máximo subsidiado por categoría de consumidores, se calcula un consumo absoluto subsidiado de 1.480 MWh/año.¹¹⁷

Para fines de comprobación se calculan los subsidios actuales, que resultan de los costos actuales de producción de electricidad de 0,51 USD/kWh a un subsidio anual calculado de 507.000 USD/año. Este enfoque de cálculo se aproxima, pues, a los subsidios anuales conocidos.

4.3.4. Análisis de escenarios

¹¹⁴ Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Solar*, disponible en: <http://solar.minenergia.cl/exploracion> (fecha de visita: 10.06.2021).

¹¹⁵ Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Eólico*, disponible en: <http://eolico.minenergia.cl/exploracion> (fecha de visita: 10.06.2021).

¹¹⁶ Elaboración propia

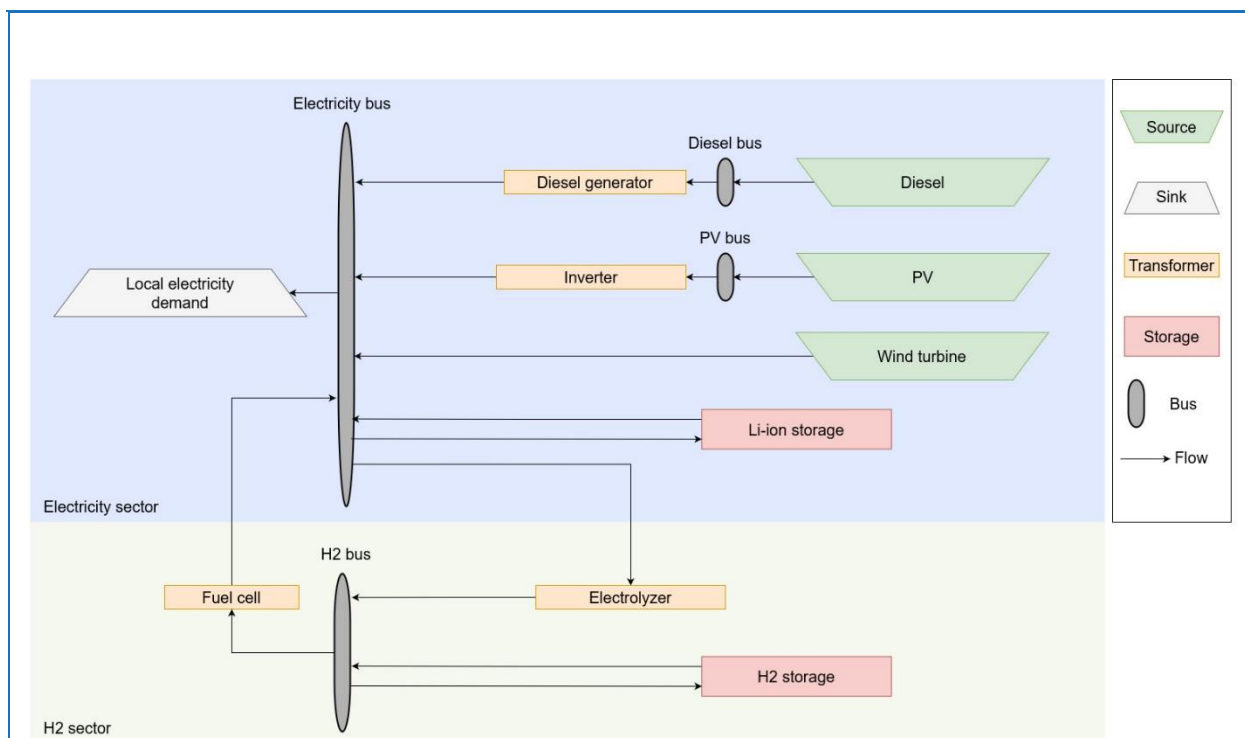
¹¹⁷ En el caso de Melinka, el alumbrado público no está subsidiado, por lo que el consumo de electricidad subsidiado difiere del consumo total de electricidad.

Para analizar el potencial de las tecnologías de hidrógeno para el almacenamiento de electricidad y la descarbonización de la red eléctrica en Melinka, se definen tres escenarios:

1. Statu Quo: Abastecimiento exclusivamente mediante la capacidad total de los generadores diésel existentes.
2. Energías renovables e hidrógeno: Abastecimiento mediante los generadores diésel existentes necesarios, así como capacidades óptimas de energías fotovoltaicas, eólicas y tecnologías de hidrógeno.
3. Energías renovables, baterías de litio e hidrógeno: Abastecimiento mediante los generadores diésel existentes, así como por las capacidades óptimas de energías fotovoltaica, eólica, baterías de litio y tecnologías de hidrógeno:

En la Figura 11, un gráfico del sistema energético muestra la topología de la red de abastecimiento de Melinka (para el escenario 3).

Figura 11: Gráfico del sistema energético de Melinka: energías renovables, baterías de litio e hidrógeno¹¹⁸

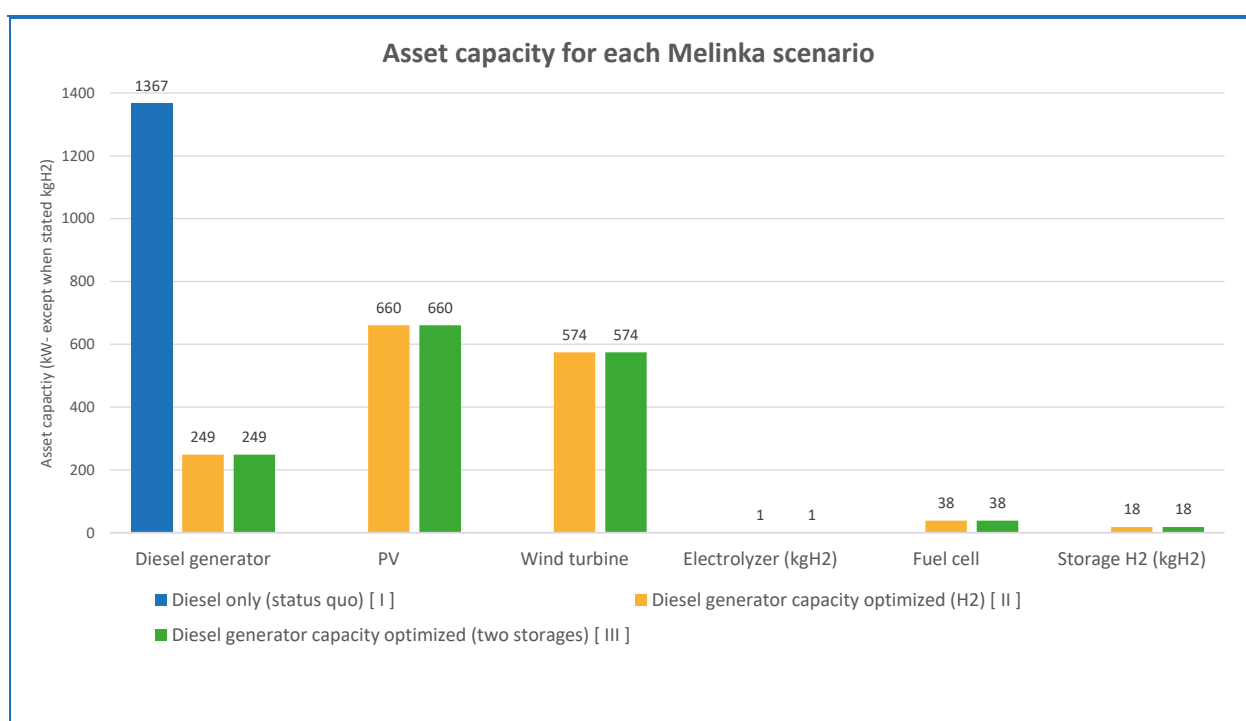


El escenario 1 muestra lo bien que la simulación de SMV representa el funcionamiento real de la red de abastecimiento de Melinka. Como ya se esperaba por la desviación del consumo mensual, hay una diferencia entre el funcionamiento simulado y el real. Mientras que el consumo anual de diésel medido es de 544.500 litros, según la simulación es de 474.500 litros, lo que corresponde a una desviación del 13 %. Por un lado, esta desviación puede deberse a que los datos de los consumidores para los perfiles de carga se midieron en el lado del consumidor final y, por tanto, no se incluyen las pérdidas en la red; por otro lado, la diferencia también puede deberse a la dependencia de la carga de la eficiencia del generador diésel, que no se representa en el SMV.

¹¹⁸ Elaboración propia

La comparación de escenarios muestra que tanto las centrales fotovoltaicas como las eólicas tienen un gran potencial en Melinka para reducir el costo nivelado de electricidad. Con 660 kWp de energía fotovoltaica y 574 kW de energía eólica, sustituyen gran parte del consumo actual de diésel. Dado que los generadores diésel conllevan costos de mantenimiento anuales, sería económico reducir la capacidad de los generadores diésel en el emplazamiento. El SMV determina una capacidad residual necesaria de 249 kW, sin incluir las reservas de carga. Las baterías de litio no tienen ningún potencial en Melinka, por lo que los resultados del escenario 2 y 3 son idénticos. Con las fuertes reducciones de costos en el sector de las baterías, éstas también podrían valer la pena aquí. En cambio, sería económico instalar un electrolizador de 33 kW con una producción máxima de 1 kgH₂ junto con un depósito de hidrógeno presurizado de 18 kgH₂ de capacidad y una pila de combustible de 38 kW (véase Figura 12). A pesar de la baja utilización del electrolizador, los resultados de la simulación muestran que merece la pena su funcionamiento.

Figura 12: Comparación de escenarios Melinka - Capacidades óptimas¹¹⁹



Los coeficientes operativos se resumen en Tabla 7. La citada transformación del sistema energético requeriría unos costos de inversión de USD 1,5 millones. En general, sin embargo, el resultado es un sistema energético que puede suministrar electricidad a Melinka a un precio mucho menor. En teoría, el precio de la generación de electricidad es de 0,13 USD/kWh en lugar de 0,31 USD/kWh (sin costos de explotación de la red). El escenario 1 da como resultado un precio real de la electricidad de 0,46 USD/kWh, que es comparable al costo nivelado de electricidad actual de 0,51 USD/kWh. Con un precio real de la electricidad de 0,28 USD/kWh en los escenarios 2 y 3, los subsidios anuales necesarias bajan de USD 442.000¹²⁰ a USD 162.000. El periodo de amortización descontado es de unos 8 años, lo que significa que el proyecto podría ser pagado por el gobierno chileno a través de los subsidios ahorrados durante 8 años, si éste cubriera la totalidad de los costos de inversión iniciales.

¹¹⁹ Elaboración propia

¹²⁰ Los subsidios anuales necesarios se ajustaron en función del consumo de electricidad del statu quo simulado en el escenario 1 y, por tanto, pasan de USD 542.000 por año a USD 442.000.

Debido al aumento de las energías renovables en los escenarios 2 y 3, la cuota de renovables en la generación de electricidad también aumenta del 0 % al 79 %. Esto también se refleja en la reducción del consumo de diésel de 474.500 l/año a 58.700 l/año. Además, se traduce en una fuerte reducción de las emisiones de CO₂ de 1.281 T CO₂eq/año a 158 T CO₂eq/año, lo que corresponde a un ahorro del 87 %.

Sin embargo, también muestra que 0,46 GWh/año no se utiliza y representa un excedente de generación, lo que corresponde aproximadamente al 23 % del total de la generación renovable. Sería interesante revisar las hipótesis de costos del sistema de hidrógeno y de las baterías de litio para determinar el valor umbral a partir del cual merece la pena almacenar el exceso de electricidad.

Tabla 7: Comparación de escenarios Melinka

Coeficiente operativo	Unidad	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
		Statu Quo	Energías renovables e hidrógeno	Energías renovables, baterías de litio e hidrógeno
Costo nivelado de la electricidad	USD/kWh	0,3057		0,1302
Valor neto actual	En millones de USD	3,86		1,65
Costos de inversión al inicio del proyecto	En millones de USD	0		1,51
Costos anuales de operación	En miles de USD/año	508		85
Consumo de diésel	Mil l/año	474,5		58,7
Generación renovable	MWh/año	0		2.044
Cuota de generación renovable no utilizada	%	-/-		23
Cuota renovable	%	0		79
Emisiones de CO₂	T CO ₂ /año	1.281		158
Precio real de la electricidad	USD/kWh	0,46		0,28
Subsidios necesarios	En miles de USD/año	422		162

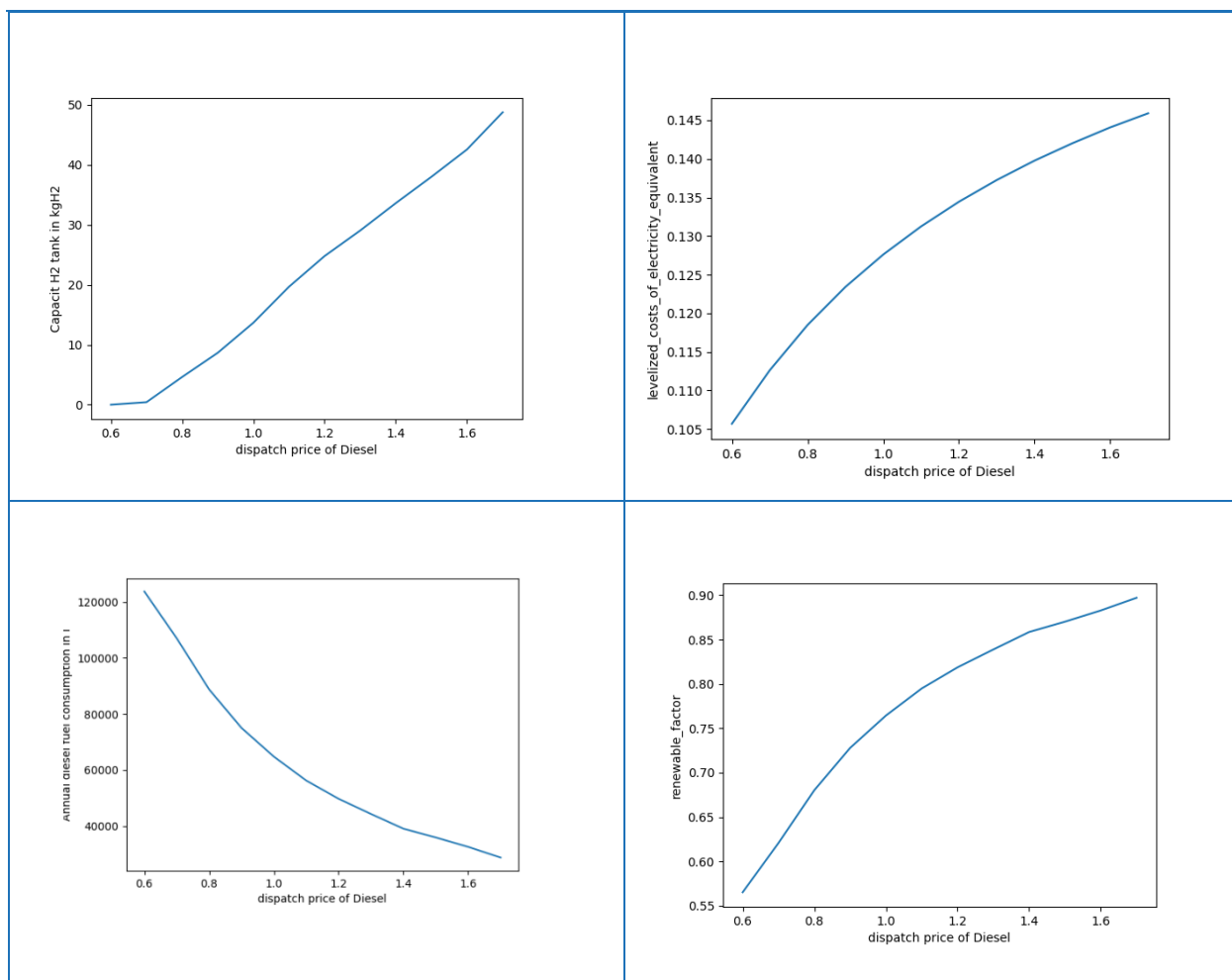
4.3.5. Análisis de sensibilidad de Melinka

Para determinar la influencia de los parámetros de entrada más importantes, se realizó posteriormente un análisis de sensibilidad para el escenario 3. La experiencia ha demostrado que el precio del diésel es uno de los factores más importantes en el cálculo de la rentabilidad de los conceptos de abastecimiento alternativo. Por tanto, varía entre 0,6 y 1,6 USD/l, siendo el precio actual de 1,07 USD/l. Las tendencias más importantes se muestran en la Figura 13.

Se observa que los costos de generación de electricidad también aumentan a medida que sube el precio del diésel. Se observa que, incluso con precios de diésel muy bajos, es aconsejable un factor de participación renovable elevado, y así, por ejemplo, con un precio de diésel de 0,7 USD/l, se consigue una participación renovable del 65 %. A este precio, este consumo de diésel se sustituye por generación renovable hasta tal punto que el gasto anual en diésel se reduce efectivamente. La incorporación de más generación renovable también es posible mediante el uso

de tecnologías de hidrógeno a este precio marginal de 0,7 USD/l para que la generación renovable pueda utilizarse posteriormente.

Figura 13: Análisis de sensibilidad de Melinka - Precio del diésel¹²¹

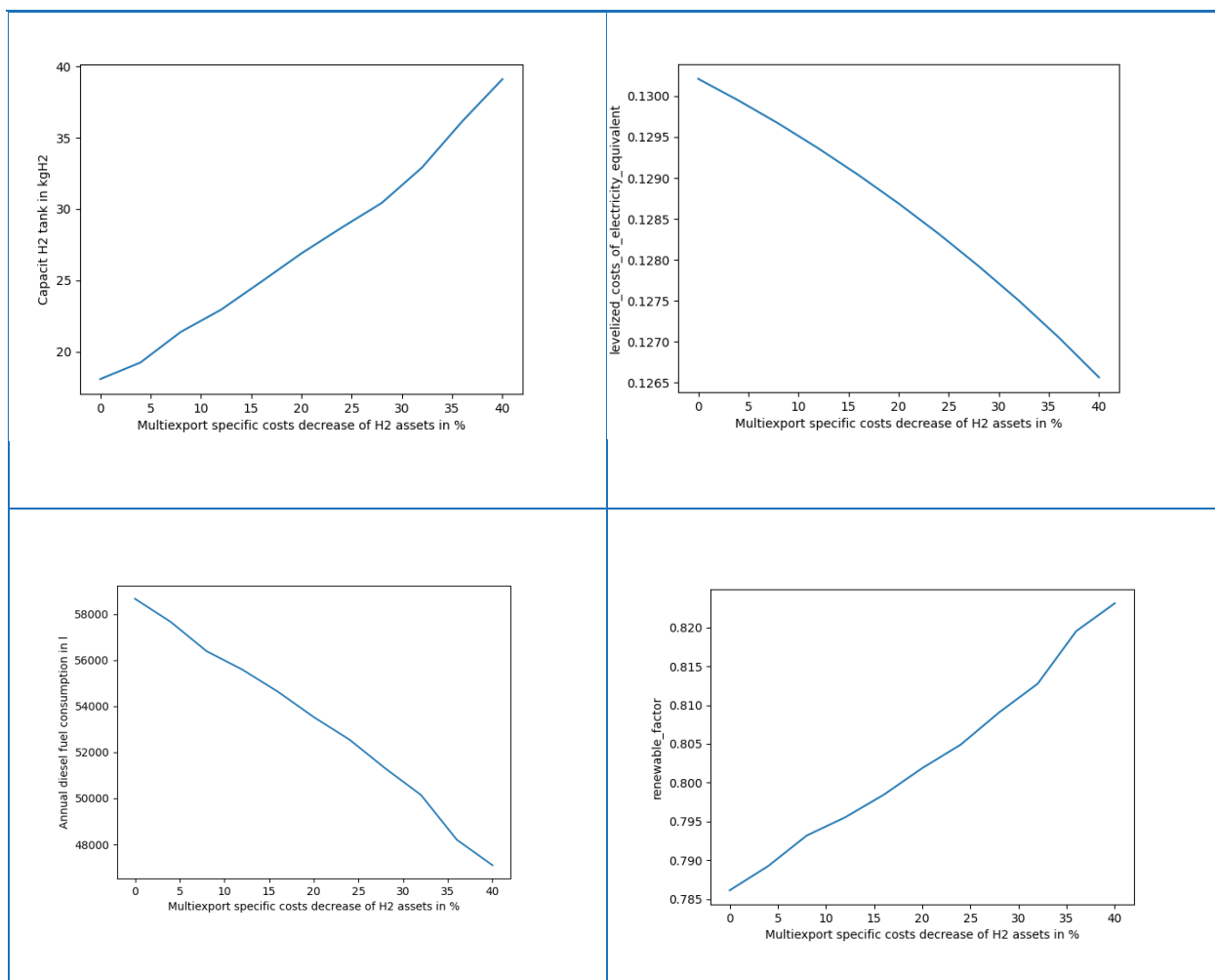


Además, se investiga la reducción de costos de todas las tecnologías de hidrógeno. Las reducciones de costos previstos se basan en una proyección de IRENA¹²² para el «Escenario Energético Planificado» que prevé una reducción de costos del 40 % para el año 2030. Por lo tanto, se examinan las reducciones de costos previstas del 0 al 40 %. Los costos de las diferentes tecnologías se modifican al mismo tiempo, es decir, las reducciones de costos previstos se producen simultáneamente para el electrolizador, el punto de combustible y el depósito de almacenamiento de hidrógeno. Sólo se aplica a los costos de inversión específicos, pero no a los costos de funcionamiento de los componentes. Los resultados más importantes de este análisis de sensibilidad se muestran en la Figura 14.

¹²¹ Elaboración propia

¹²²IRENA (2020): *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal* [Reducción de costos del hidrógeno verde: Aumento de la escala de los electrolizadores para alcanzar el objetivo climático del 1,5 °C], International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, pág. 78

Figura 14: Análisis de sensibilidad de Melinka - Reducción de costos previstos para las tecnologías de hidrógeno¹²³



Las reducciones de costos previstos mejoran drásticamente la viabilidad económica del hidrógeno: ya con reducciones de costos del 5 %, por ejemplo, la capacidad de almacenamiento de hidrógeno se duplica. Los costos de producción de electricidad pueden descender ligeramente, al tiempo que se hace posible una mayor participación de las energías renovables. En los próximos años, suponiendo una reducción de costos de hasta el 40 % para 2030, el potencial de las tecnologías de hidrógeno mejorará hasta el punto de que para cada componente (electrolizador, depósito y pila de combustible) se duplicará la capacidad que puede instalarse de forma económica. El almacenamiento de electricidad en hidrógeno reduce la cuota de generación renovable no utilizada, mientras que la cuota de renovables aumenta sólo ligeramente. Este mejor aprovechamiento de la generación renovable reduce el consumo de diésel del sistema y, por tanto, las emisiones anuales. Los costos de producción de electricidad disminuyen ligeramente.

4.3.6. Conclusión de la simulación de Melinka

En general, el estudio de viabilidad de Melinka muestra que existe un potencial considerable para complementar el abastecimiento local con fuentes renovables en forma de energía fotovoltaica y centrales eólicas. Junto con las

¹²³ Elaboración propia

tecnologías de hidrógeno para el almacenamiento de la electricidad, se puede alcanzar una cuota de generación de electricidad renovable de hasta el 79 %. Esto también puede reducir los subsidios anuales a pagar en un 63 %. Debido a la elevada inversión inicial de USD 1,5 millones, se recomienda el financiamiento mediante subsidios directos o créditos. Una central de prueba con un electrolizador de 33 kW, un depósito a presión de hidrógeno de 18 kgH₂ de capacidad y una pila de combustible de 38 kW ya pueden instalarse de forma económica si se combina con una elevada generación renovable de 660 kWp fotovoltaicos y 574 kW eólicos. Esto también reduce los costos de generación de electricidad.

El análisis de sensibilidad ha demostrado que el aumento de los precios del diésel, posiblemente también debido al comercio de certificados de CO₂, tiene un impacto significativo en la viabilidad económica del almacenamiento de electricidad mediante tecnologías de hidrógeno. Cuanto más alto sea el precio del diésel, más rentablemente y, por tanto, a mayor escala, podrá utilizarse el hidrógeno para el almacenamiento de electricidad.

Las reducciones de costos de las tecnologías de hidrógeno previstas para la próxima década, de hasta un 40 % (IRENA), mejorarán la viabilidad económica del almacenamiento de electricidad mediante tecnologías de hidrógeno hasta el punto de que se podrá instalar económicamente el doble de la capacidad recomendada en la actualidad.

Teniendo en cuenta que Chile se ha fijado el objetivo de ser neutral en materia de CO₂ para el año 2050¹²⁴, hay que destacar el ahorro de CO₂ que es posible a través de la generación de electricidad con una gran proporción de energías renovables junto con las tecnologías de hidrógeno/pilas de combustible para el almacenamiento de electricidad. Actualmente, se emiten aprox. 1.470 tCO₂eq a través de la generación de electricidad con generadores diésel. En el escenario simulado del statu quo actual, se emitirían 1.281 tCO₂eq/año, valor que disminuye en un 88 % hasta 158 tCO₂eq/año en los escenarios 2 y 3.

4.4. Caso 2: Red mediana de electricidad de Aysén

El caso de uso de Aysén es una red mediana de electricidad que abastece a toda una región. La clasificación geográfica es proporcionada por la Figura 15. La electricidad se suministra mediante una combinación de centrales diésel, hidroeléctricas y eólicas. La generación no está sujeta a subsidio. La red de abastecimiento de Aysén se considera aislada de la red de abastecimiento nacional. El estudio de viabilidad pretende determinar las capacidades óptimas de las tecnologías fotovoltaica, eólica y de almacenamiento de hidrógeno para el almacenamiento de electricidad.

¹²⁴ Ministerio de Energía (2021): *Planificación Energética de Largo Plazo - Emisiones del sector energético*, disponible en: <https://energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-emisiones-del-sector-energetico> (fecha de visita: 14.08.2021)

4.4.1. Descripción de la región de Aysén, ubicación de la red y tipos de consumidores, uso de diésel, emisiones de CO₂

Figura 15: Clasificación geográfica de Aysén¹²⁵



La red interconectada mediana de Aysén se encuentra en la unidad administrativa regional Aysén del General Ibáñez del Campo, en el sur de la República de Chile. Con una superficie de 108.494,4 km², es la tercera región más grande del país, pero con una densidad de población de sólo 0,8 habitantes por kilómetro cuadrado, es una de las regiones más escasamente pobladas. Los 103.158 habitantes (a fecha de: Censo 2017¹²⁶) se distribuyen en un 80 % en unos pocos centros urbanos, entre ellos la capital Coyhaique, Puerto Aisén, Chile Chico o Puerto Cisnes.¹²⁷

La industrialización de la región aún no está demasiado avanzada y la economía se basa principalmente en la administración pública, la pesca, la construcción y la minería. Mientras que las principales ramas del sector productivo, a saber, la acuicultura, la silvicultura, el turismo y la ganadería, son menos intensivas en energía, los sectores del transporte y de los hogares acaparan la mayor parte del consumo energético, en parte debido a las condiciones climáticas, que requieren un elevado consumo de energía para la calefacción, con una temperatura media anual de 8-9° Celsius.

Una encuesta realizada en 2016 sobre las percepciones y actitudes de los residentes en materia de energía reveló la preocupación por los precios excesivamente altos de la energía y la calidad del abastecimiento de electricidad y combustible en algunas zonas de la región. Más de la mitad de los encuestados

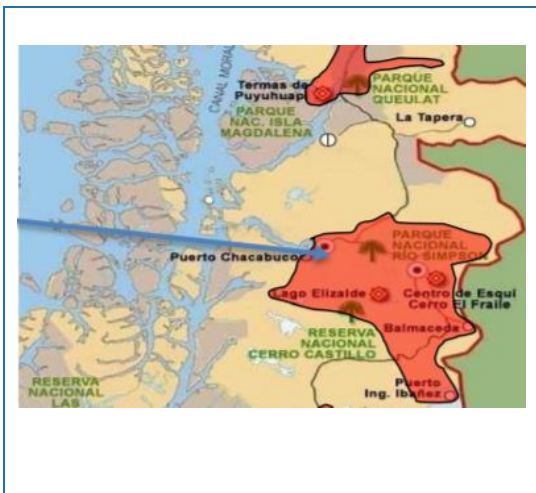
consideran que los altos precios son el principal problema energético de la región. Esta opinión está especialmente extendida en las zonas rurales. También se considera problemática la contaminación ambiental por el consumo de leña de baja calidad, los sistemas de calefacción ineficientes y el insuficiente aislamiento térmico de las viviendas, así como la seguridad del abastecimiento. Por ello, los mayores retos a los que deberá enfrentarse la región en los próximos años son la reducción de los precios de la electricidad y los combustibles, la contención de la contaminación y el fomento de las energías limpias, así como la seguridad y la calidad del abastecimiento.

¹²⁵ Wikipedia (2021): Región de Aysén, disponible en: https://de.wikipedia.org/wiki/Regi%C3%B3n_de_Ays%C3%A9n (fecha de visita: 10.08.2021)

¹²⁶ Instituto Nacional de Estadísticas (2018): Censo 2017, disponible en: <https://www.ine.cl/estadisticas/sociales/censos-de-poblacion-y-vivienda/poblacion-y-vivienda> (fecha de visita: 28.07.2021).

¹²⁷ Gobierno Regional de Aysén (2021): *Información Regional*, disponible en: http://www.goreAysén.cl/controls/neochannels/neo_ch28/neoch28.aspx (fecha de visita: 28.07.2021).

Figura 16: Ubicación geográfica de los subsistemas en la región de Aysén¹²⁸



La empresa EDELAYSÉN S.A. es responsable de la generación, transmisión y distribución de electricidad en la región. La red de Aysén está compuesta por otros tres subsistemas eléctricos: Palena, General Carrera y Aysén, que abastece a las ciudades de Coyhaique y Puerto Aysén a través de las dos centrales de pasada Aysén y Lago Atravesado.¹²⁹ En el año 2021, la red de Aysén cuenta con una capacidad neta de generación eléctrica, es decir, la capacidad total de generación eléctrica de la región menos el consumo propio de los generadores, de 64 MW, de los cuales 53 MW están instalados en el subsistema de Aysén, 6,9 MW en Palena y 4 MW en General Carrera.¹³⁰ Las capacidades de generación de energía se dividen entre las fuentes diésel, eólica y pequeñas hidroeléctricas. En 2016, el diésel representaba la mayor parte, el 53 %, con algo menos de 71 GWh, que se redujo a solo el 37,3 % en 2020, con 52,5 GWh, debido principalmente

a una mayor generación de pequeñas centrales hidroeléctricas. Sin embargo, la generación de pequeñas centrales hidroeléctricas depende en gran medida de las condiciones meteorológicas del año respectivo y, por lo general, fluctúa mucho.¹³¹

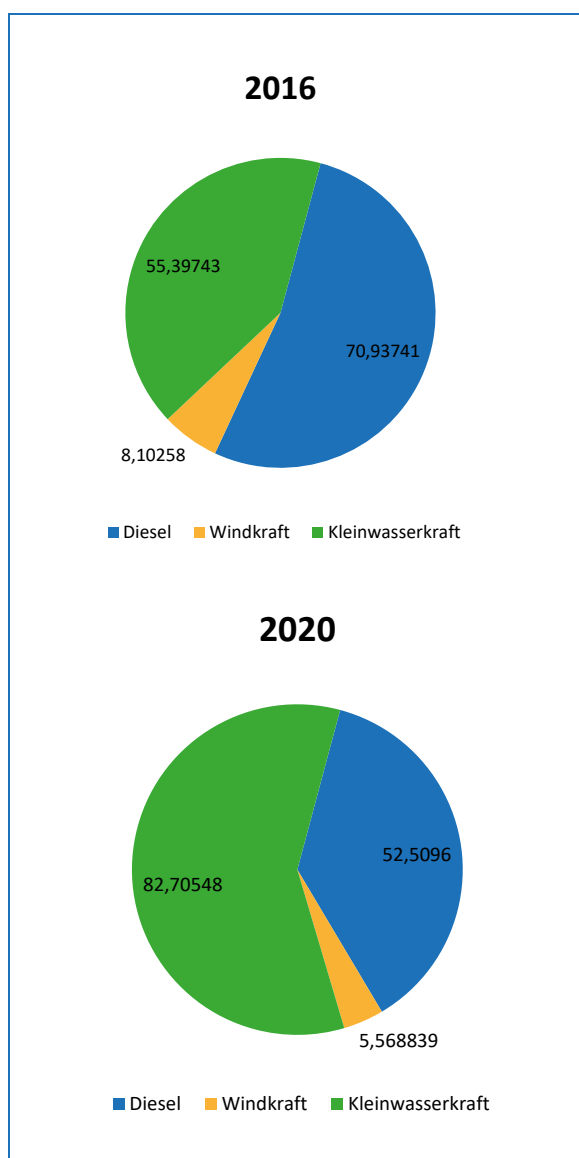
¹²⁸ Jorge Muñoz Sepúlveda (2017): Sistemas Medianos operados por EdelAysén y Sagesa, disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/11/Presentaci%C3%B3n-SAESA.pdf> (fecha de visita: 28.07.2021)

¹²⁹ Hugh Rudnick van de Wyngard (2013): Incorporación de Energías Renovables a Sistemas Medianos en Chile, disponible en: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/renoSM/home.html> (fecha de visita: 29.07.2021).

¹³⁰ Comisión Nacional de Energía (2021): Reporte Capacidad Instalada, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/> (fecha de visita: 29.07.2021).

¹³¹ Ministerio de Energía (2018): Energía 2050: Política Energética. Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo, pág. 36, disponible en: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/05/politica-energetica-Aysén-2050.pdf> (fecha de visita: 29.07.2021).

Figura 17: Generación de electricidad por tipo de generación en GWh¹³²



En este estudio sólo se considera el subsistema de Aysén. En 2020, EDELAYSEN abasteció 136 GWh de energía y una capacidad de 23,9 MW de electricidad a un total de 47.301 clientes. Esto significa que no se utilizó ni la mitad de la capacidad de generación de electricidad instalada. En comparación con 2016, esto supone un aumento de 4953 clientes, a los que se les suministró 128,8 GWh de energía y 23 MW de electricidad en ese año. Para 2026, sobre la base de estos valores, se espera un nuevo aumento a 55.837 clientes con una demanda de 142,7 GWh y 25,2 MW. En 2031, según las previsiones, habrá incluso 64.115 clientes, 147,5 GWh y 26 MW.¹³³

4.4.2. Datos de entrada

Para la región de Aysén se conoce el consumo total anual de electricidad de todos los tipos de consumidores. Para que el perfil de carga diario sea lo más realista posible, este consumo total se divide en un consumo estimado para los hogares y el consumo para todos los demás consumidores. A partir de esto, se estima un perfil de carga para Aysén utilizando el demandlib descrito anteriormente y los perfiles de carga estándar de la BDEW.

Un hogar chileno típico (del sur) consume 1.801 kWh al año¹³⁴. Con unos 37.000 hogares en Aysén, esto da como resultado un consumo privado total de electricidad de 67,3 GWh/año. El consumo restante de 63,6 GWh/año se asigna a todos los demás tipos de consumidores, y está representado por el perfil de carga estándar para el comercio general¹³⁵. El resultado es el perfil de consumo que se muestra en la Figura 18.

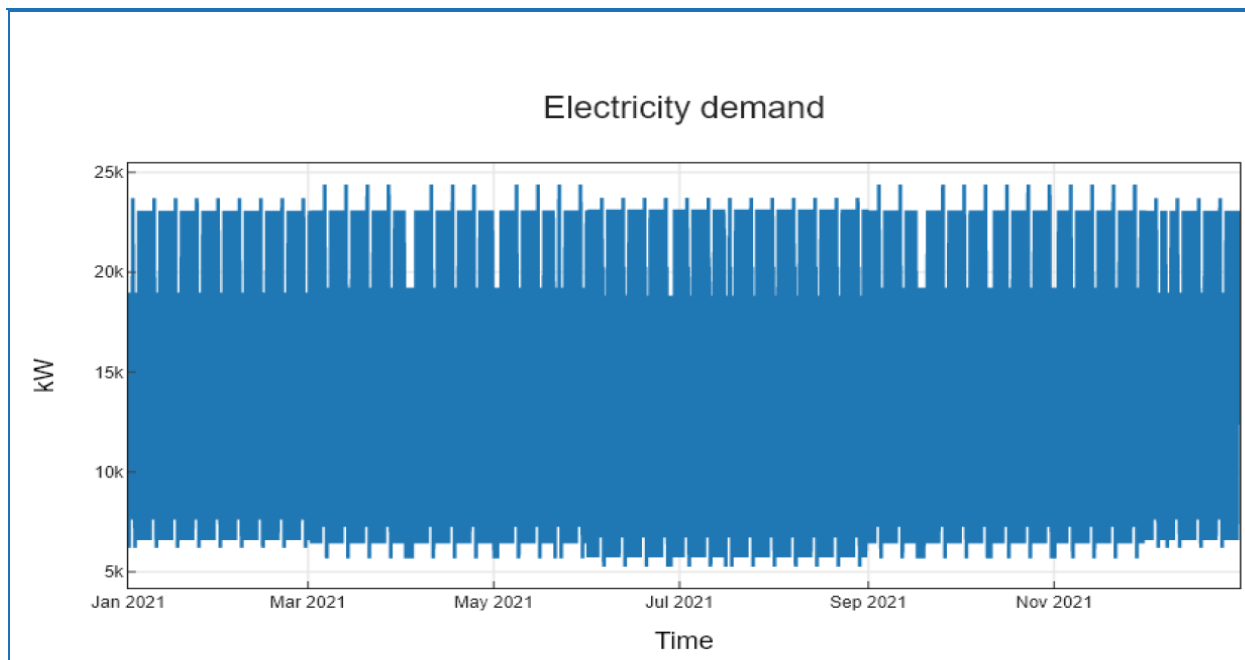
¹³² Elaboración propia

¹³³ Ministerio de Energía (2018): Energía 2050: Política Energética. Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo, pág. 14, disponible en: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/05/politica-energetica-Aysén-2050.pdf> (fecha de visita: 29.07.2021).

¹³⁴ In-Data (2018): *Informe final de uso de la energía de los hogares Chile 2018*, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_caracterizacion_residencial_2018.pdf (fecha de visita: 02.07.2021).

¹³⁵ Hermann Meier, Christian Fünfgeld, Thomas Adam, Bernd Schieferdecker (1999): *Repräsentative VDEW-Lastprofile* [Perfiles de carga representativos de la VDEW] Francfort (Meno), VDEW, Universidad Tecnológica de Brandemburgo Cottbus, Cátedra de Economía de la Energía, disponible en: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/> (fecha de visita: 02.07.2021).

Figura 18: Perfil de consumo de Aysén, año¹³⁶



Como ya se ha mostrado en el caso de Melinka, aquí se tiene en cuenta la estacionalidad chilena, así como los días festivos y los fines de semana. Aquí hay menos estacionalidad que en Melinka. El consumo anual es de 131 GWh/año, con una carga máxima de 24,4 MW.

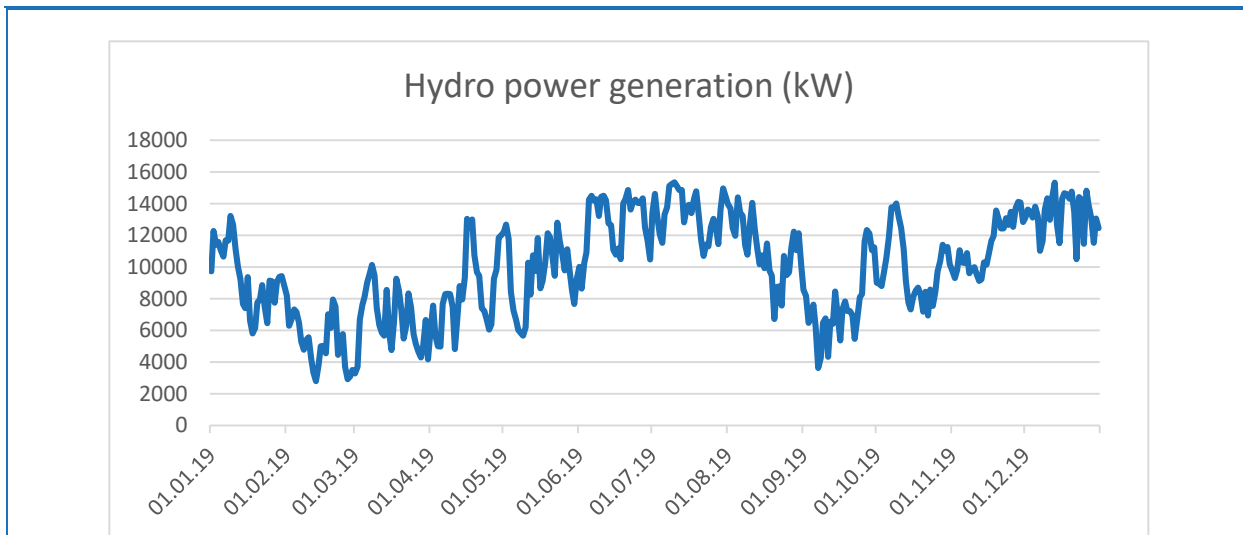
Aunque se disponía de datos sobre el futuro aumento del consumo en Aysén, no se incluyó este factor. Cabe suponer que el uso de perfiles de carga estándar alemanes y, por tanto, de variaciones diarias, tiene una influencia mucho mayor en la simulación. Esto ya se puso de manifiesto en la evaluación del consumo de Melinka, donde se observó una desviación mensual de los valores previstos del 11 % de media. Esta desviación supera el aumento previsto del consumo.

El actual suministro de electricidad en Aysén también se apoya en la energía hidroeléctrica. Estas centrales hidroeléctricas son centrales de pasada, por lo que no pueden utilizarse como instalaciones de almacenamiento, sino que deben funcionar en función de la disponibilidad. Actualmente, hay una capacidad total de 22,6 MW instalada en varios emplazamientos. Se conoce la generación anual de las distintas centrales hidroeléctricas en los últimos años. A partir de estos datos no se puede identificar ninguna tendencia clara para la generación de energía hidroeléctrica con respecto a los posibles impactos del cambio climático.

Se puede crear un perfil de generación de una hora a partir de la generación de electricidad diaria conocida a partir de 2019. Se parte de la base de que las centrales hidroeléctricas se utilizan siempre al máximo según su disponibilidad estacional, es decir, que siempre están totalmente extendidas. Debido a la disponibilidad de la generación diaria, esta suposición significa que cada hora de los días medidos tiene la misma producción.

¹³⁶ Elaboración propia

Figura 19: Perfil de generación horaria de las centrales hidroeléctricas de Aysén¹³⁷



El resultado es un abastecimiento anual de centrales hidroeléctricas de 87 GWh. En la Figura 19 se ve una dependencia estacional de la generación: la generación es mayor en invierno, mientras que las centrales hidroeléctricas pueden generar menos electricidad en otoño y primavera. También se ve una variación de un día a otro.

Al igual que en el caso de los generadores diésel, no se tienen en cuenta los costos de inversión de las centrales hidroeléctricas, puesto que ya se han realizado. No se contempla la implantación de más centrales hidroeléctricas, ya que éstas son grandes proyectos de infraestructura que están sujetos a muchas limitaciones. Se supone que no hay costos marginales por la implantación de las centrales hidroeléctricas. De ello se desprende que las centrales hidroeléctricas se utilizan siempre al máximo, lo que, en relación con la herramienta de simulación utilizada, puede llevar también a una aparente sobreproducción. En realidad, esta sobreproducción se evitaría apagando las turbinas de las centrales hidroeléctricas.

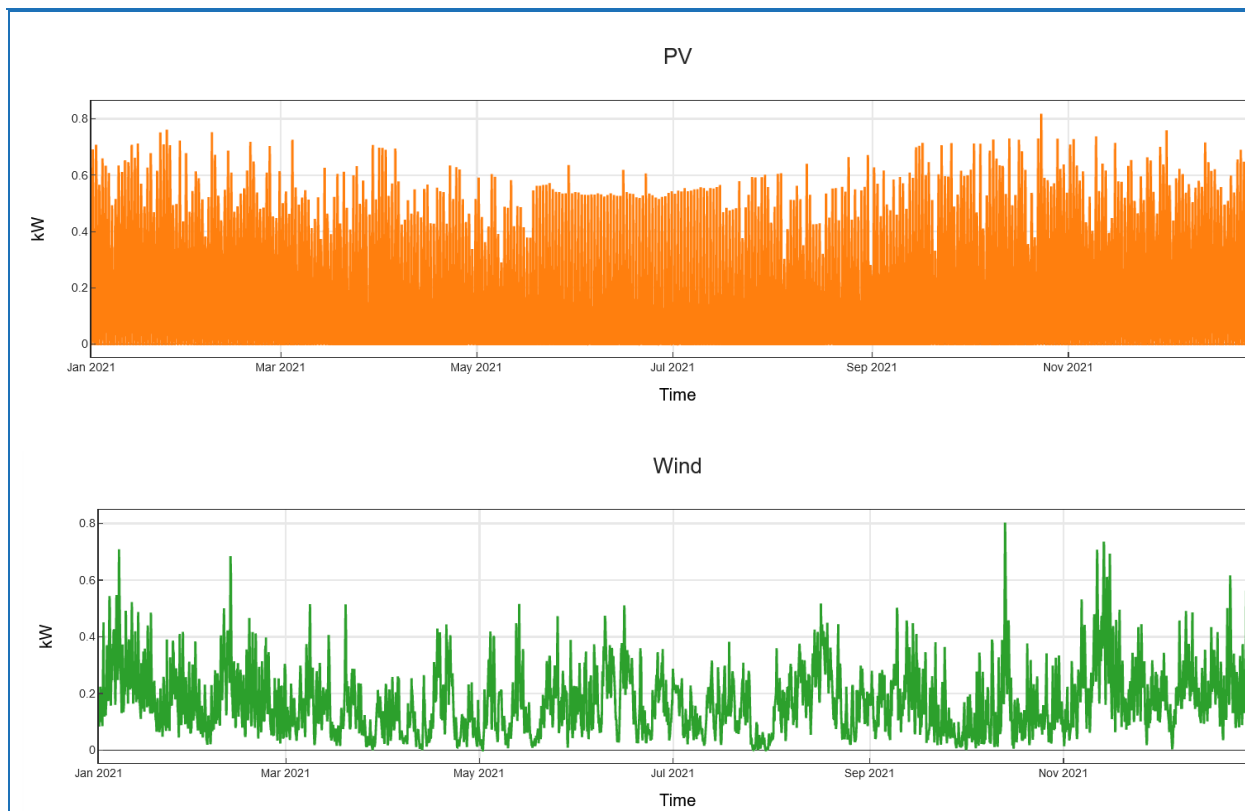
Al igual que en el caso de Melinka, el potencial de las centrales fotovoltaicas y eólicas también se determina para Aysén mediante el uso de las herramientas web del Ministerio de Energía chileno^{138 139} (véase Figura 20). En el caso de la energía eólica, el potencial de generación específico anual es de 1.492 kWh/año, mientras que en el caso de la energía fotovoltaica el potencial de generación específico es de 1.307 kWh/año.

¹³⁷ Elaboración propia

¹³⁸ Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Solar*, disponible en: <http://solar.minenergia.cl/exploracion> (fecha de visita: 10.06.2021).

¹³⁹ Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Eólico*, disponible en: <http://eolico.minenergia.cl/exploracion> (fecha de visita: 10.06.2021).

Figura 20: Potencial renovable solar y eólico en Aysén¹⁴⁰



A diferencia de Melinka, el precio del diésel en Aysén es considerablemente más barato, con 0,64 USD/l (incl. el impuesto sobre el diésel).

4.4.3. Análisis de escenarios

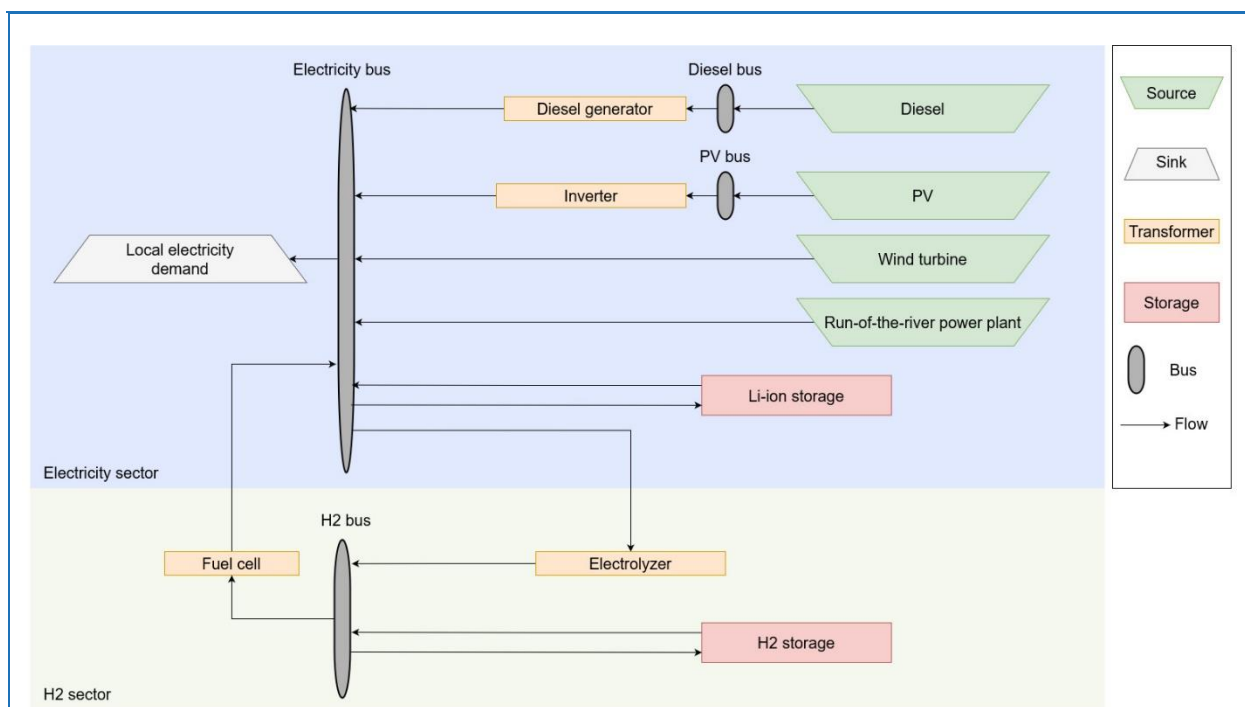
Para evaluar el potencial de las tecnologías de hidrógeno para el almacenamiento de electricidad en Aysén, se definen tres escenarios, análogos al caso de uso en Melinka:

1. Statu Quo: Abastecimiento mediante la capacidad total de los generadores diésel, centrales hidroeléctricas y centrales eólicas existentes
2. Energías renovables e hidrógeno: Abastecimiento mediante los generadores diésel, centrales hidroeléctricas y centrales eólicas existentes necesarios, así como de las capacidades óptimas de las tecnologías fotovoltaica, eólica y de hidrógeno.
3. Energías renovables, baterías de litio e hidrógeno: Abastecimiento mediante los generadores diésel, las centrales hidroeléctricas y las centrales eólicas existentes, así como de las capacidades óptimas de las tecnologías fotovoltaica, eólica, de baterías de litio y de hidrógeno.

¹⁴⁰ Elaboración propia

La figura 14 muestra la topología de la red de suministro de Melinka a través de un gráfico del sistema energético (para el escenario 3).

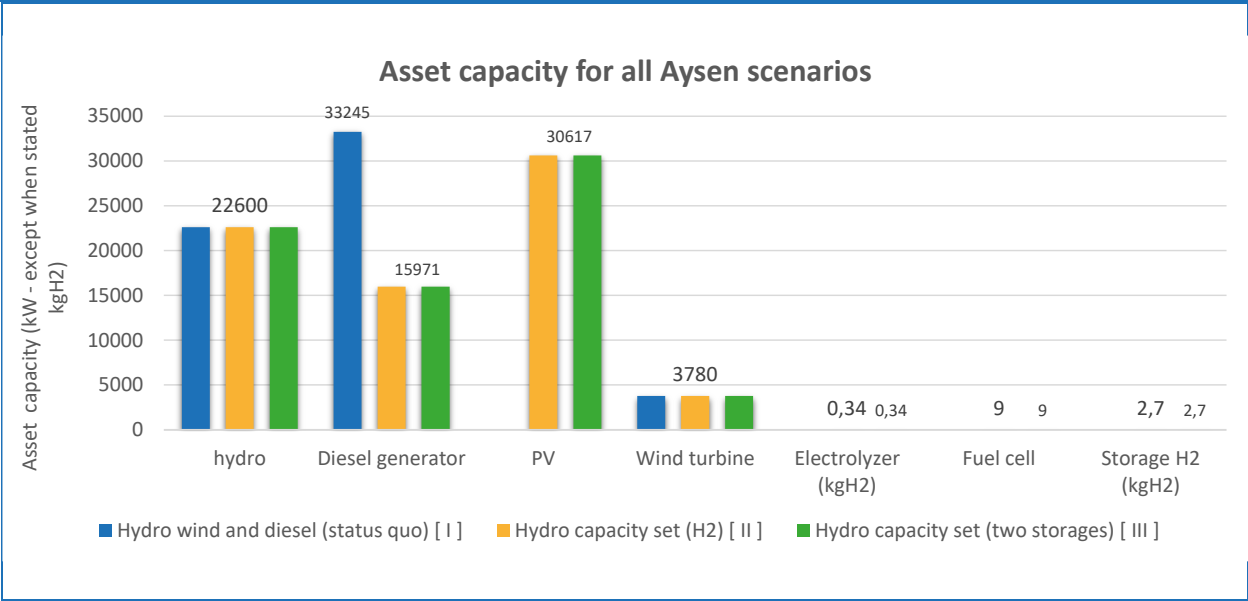
Figura 21: Gráfico del sistema energético de Aysén: Energías renovables, baterías de litio e hidrógeno¹⁴¹



La comparación de escenarios de la Figura 22 muestra que, al igual que en Melinka, las baterías de litio no se combinan con las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno, ya que no hay ninguna ventaja económica. Por esta razón, los resultados de los escenarios 2 y 3 son nuevamente idénticos. Debido al precio mucho más bajo del diésel, el potencial económico de almacenamiento de electricidad mediante tecnologías de hidrógeno es menor que en Melinka y sólo se recomienda un electrolizador de pequeña capacidad de 11,3 kW (0,34 kgH₂ de producción máxima), un depósito de almacenamiento de hidrógeno de 2,7 kg y una pila de combustible de 9 kW para el sistema mucho más grande. El desarrollo del potencial fotovoltaico también es atractivo en Aysén: los costos de producción de electricidad se minimizarán al instalarse centrales fotovoltaicas de 30,6 MWp. Así se reduciría el uso de generadores diésel, y sería posible reducir a la mitad la capacidad de los generadores, de 33,2 MW a 16 MW. No se recomienda la instalación de más centrales eólicas.

¹⁴¹ Elaboración propia

Figura 22: Comparación de escenarios de Aysén - Capacidades óptimas¹⁴²



Habría que invertir USD 21,5 millones para llevar a cabo este suministro de energía. A cambio, los costos de generación de electricidad se reducirían considerablemente, pasando de los 0,067 USD/kWh actuales a 0,044 USD/kWh. De este modo, a lo largo de los diez años de duración del proyecto, se ahorrarían USD 23,07 millones. Esto es posible porque los costos de explotación anuales se reducen de USD 8,8 millones a USD 4,1 millones al año. Esta tendencia puede atribuirse a la reducción del consumo de diésel, que se ha reducido a más de la mitad, pasando de los 13,6 millones de litros/año en la actualidad a 6,2 millones de litros/año. Esto va acompañado de un ahorro de 19.900 t de emisiones de CO₂. Si la cuota de energías renovables en la generación de electricidad ya era alta con un 42 %, ahora es del 69 %.

Aritméticamente, el 10 % de la posible generación renovable procedente de la energía hidroeléctrica y eólica no podía utilizarse en el antiguo sistema. El nuevo sistema propuesto con el aumento de las capacidades renovables mediante la expansión de la energía fotovoltaica también da lugar a una mayor cuota de generación renovable no utilizable del 17 %. Por el momento, es más barato no utilizar la electricidad generada que invertir en el almacenamiento mediante tecnologías de hidrógeno y baterías de litio debido a la estructura de costos asumida. El desarrollo de las tecnologías de almacenamiento suele producirse a pasos agigantados, es decir, si las estructuras de costos mejoran, puede llevar a que se almacene y utilice casi todo el excedente de electricidad. Un resumen de los coeficientes de explotación puede encontrarse en la Tabla 8.

Tabla 8: Comparación de escenarios Aysén

Coficiente operativo	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Unidad	Statu Quo	Energías renovables e hidrógeno	Energías reno- vables, baterías de litio e hidrógeno

¹⁴² Elaboración propia

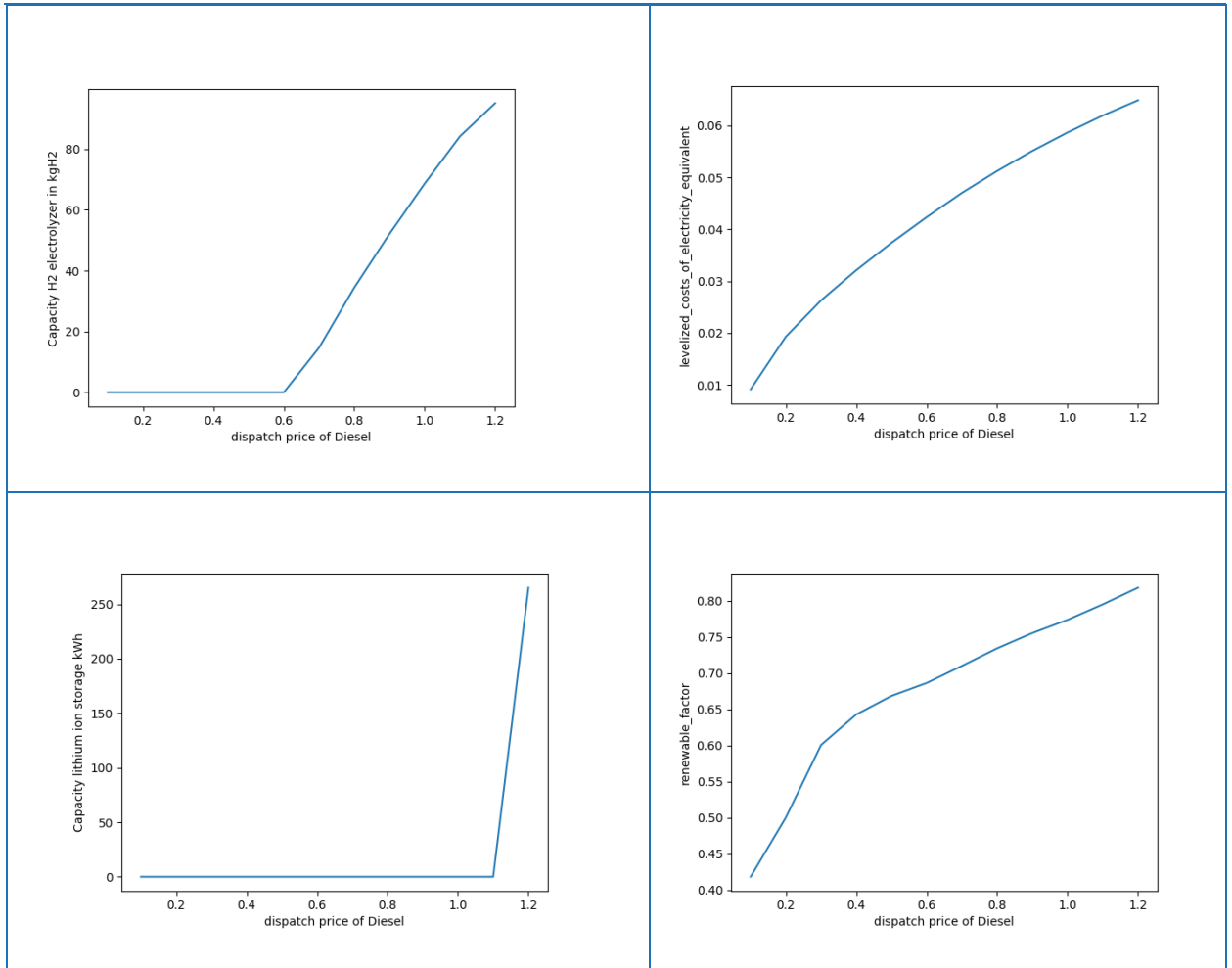
Costo nivelado de la electricidad	USD/kWh	0,0674	0,0443
Valor neto actual	En millones de USD	67,15	44,08
Costos de inversión al inicio del proyecto	En millones de USD	-/-	21,46
Costos anuales de operación	En millones de USD/año	8,8	4,1
Consumo de diésel	En millones de l/año	13,6	6,2
Generación renovable	MWh/año	9,5	23,2
Cuota de generación renovable no utilizada	%	10	17
Cuota renovable	%	42	69
Emisiones de CO₂	T CO ₂ /año	36.726	16.797

4.4.4. Análisis de sensibilidad de Aysén

De forma análoga al caso de uso de Melinka, también hay que determinar la influencia de los parámetros de entrada más importantes para Aysén. Para ello, también se realizó un análisis de sensibilidad para el escenario 3. El precio del diésel, como parámetro de entrada importante, varía por tanto entre 0,1 y 1,1 USD/l, siendo el precio actual de 0,64 USD/l.

Se puede observar que los costos de generación de electricidad aumentan considerablemente a medida que sube el precio del diésel. Hasta un precio del diésel de 0,6 USD/l, la cuota de renovables aumenta sin construir tecnologías de almacenamiento. Por tanto, la capacidad renovable instalada sólo se utiliza para reducir el consumo de diésel en los momentos en que la generación y el consumo de energías renovables se producen simultáneamente. Sin embargo, el almacenamiento con baterías de litio o tecnologías de hidrógeno no puede reducir los costos hasta este precio, por lo que se acepta la generación renovable no utilizada. Las baterías de litio sólo se instalan a un precio de 1,2 USD/l. La tecnología de almacenamiento de hidrógeno, por su parte, resulta económica a precios de diésel superiores a 0,6 USD/l. La capacidad del electrolizador a instalar aumenta considerablemente con el precio del diésel. El posible precio futuro del CO₂ es importante en este caso. En la Figura 23 se muestran las correlaciones más importantes.

Figura 23: Análisis de sensibilidad de Aysén - Precio del diésel¹⁴³



Además de la sensibilidad al precio del diésel, también se examina la influencia de los costos supuestos de las tecnologías de hidrógeno. Al igual que en el caso de Melinka, se tiene en cuenta una reducción de costos del 0-40 %¹⁴⁴. Una vez más, los costos de las diferentes tecnologías se modifican simultáneamente, es decir, las reducciones de costos previstos se producen al mismo tiempo para el electrolizador, el punto de combustible y el depósito de almacenamiento de hidrógeno. Los resultados más importantes se muestran en la Figura 24.

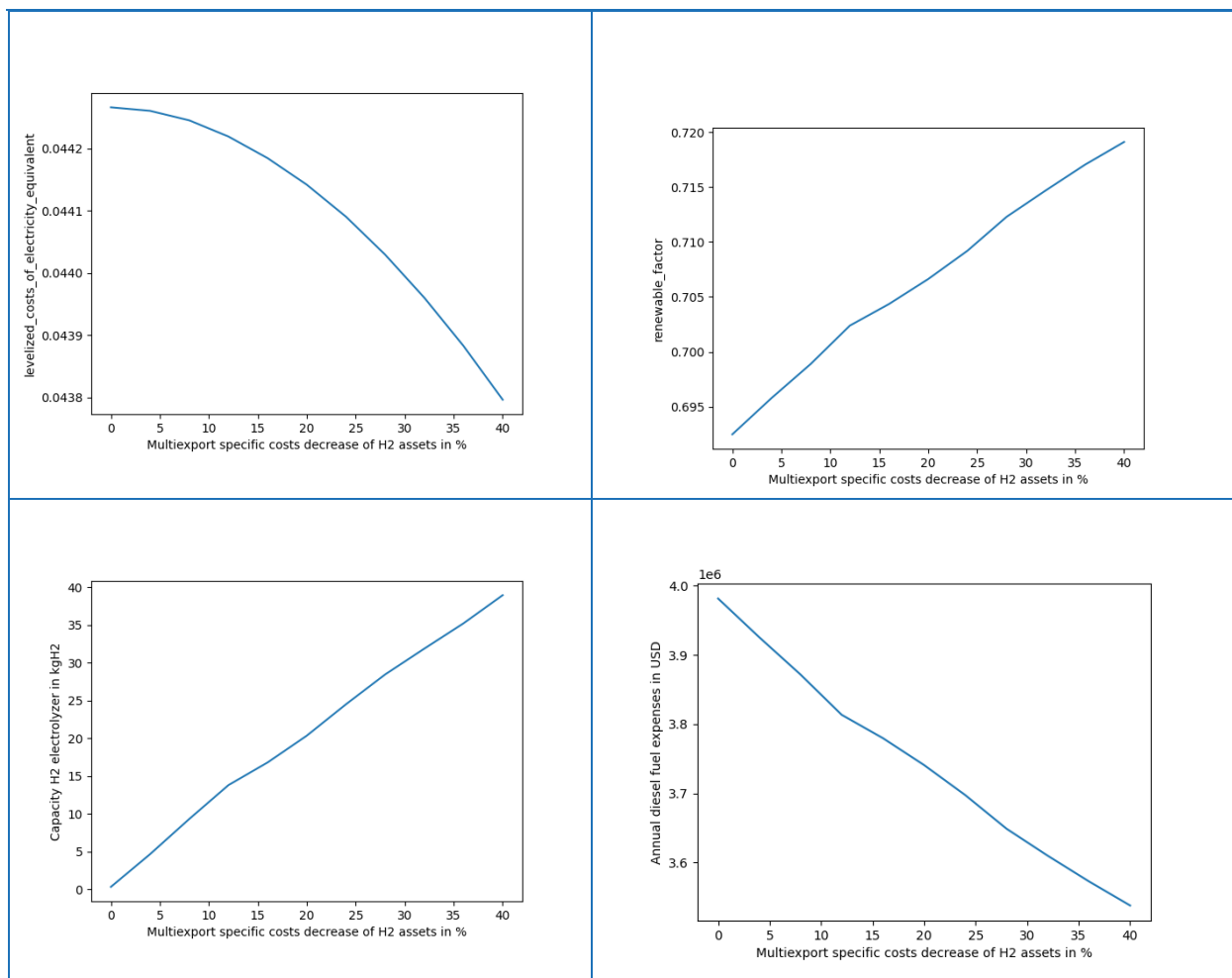
Una reducción del costo de las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno significa que resulta más económico almacenar electricidad en hidrógeno y volver a convertirla en electricidad. En consecuencia, a medida que disminuyen los costos, aumentan las capacidades del electrolizador, el depósito de hidrógeno y la pila de combustible, y disminuye la generación renovable anual no utilizada. Esta generación renovable almacenada temporalmente puede utilizarse para reducir el consumo de diésel y, por tanto, los costos. A pesar de las crecientes

¹⁴³ Elaboración propia

¹⁴⁴IRENA (2020): *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal* [Reducción de costos del hidrógeno verde: Aumento de la escala de los electrolizadores para alcanzar el objetivo climático del 1,5 °C], International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, pág. 78

inversiones en tecnologías de almacenamiento de hidrógeno, los costos de generación de electricidad pueden disminuir. La cuota de energías renovables aumenta mínimamente, ya que la generación puede almacenarse temporalmente en momentos de consumo ya cubierto y utilizarse en otro momento.

Figura 24: Análisis de sensibilidad de Aysén - Reducción de costos previstos para las tecnologías de hidrógeno¹⁴⁵



4.4.5. Conclusión de la simulación de Aysén

En la actualidad, Aysén se abastece de electricidad en gran medida a partir de fuentes renovables. El 42 % de la generación de electricidad procede de centrales hidroeléctricas y centrales eólicas. En la actualidad, una parte considerable de ésta es la generación de excedentes, ya que no se utilizan tecnologías de almacenamiento. En el futuro, el potencial fotovoltaico de la región debería utilizarse también en Aysén y, en consecuencia, construir una central fotovoltaica de 30,6 MWp. Hoy en día ya se pueden utilizar de forma económica con tecnologías de hidrógeno para el almacenamiento de electricidad: Una planta piloto con un electrolizador de 11,3 kW (0,34 kgH₂ de producción máxima), un tanque de almacenamiento de hidrógeno de 2,7 kg y una pila de combustible de 9 kW podría almacenar temporalmente la generación renovable en los momentos de consumo cubierto, reduciendo así

¹⁴⁵ Elaboración propia

también los costos de generación eléctrica en Aysén. Una combinación con baterías de litio, al menos bajo los costos asumidos, no parece razonable. El precio actual del diésel está -como muestra el análisis de sensibilidad- justo en

el límite del uso rentable del hidrógeno. Por lo tanto, si se supone que el precio del diésel aumenta, pronto se podrán utilizar económicamente muchas más capacidades de hidrógeno. Además, el uso del calor residual es una posible vía de utilización adicional que puede aumentar la viabilidad económica de los sistemas de hidrógeno en este caso.

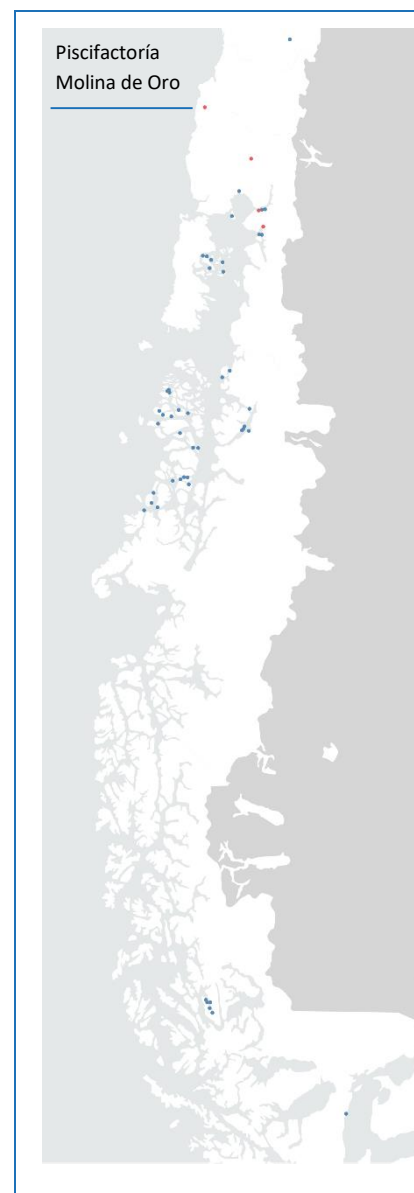
En el futuro, habrá que tener en cuenta los precios del diésel, también en vista de la posible fijación de precios de las emisiones de CO₂ en el futuro, y la reducción de costos de las tecnologías de hidrógeno, ya que en este caso la tecnología de almacenamiento de hidrógeno ya resulta económica con precios del diésel superiores a 0,6 USD/l. El hidrógeno podría entonces convertirse en una parte permanente del sistema energético, no sólo en un proyecto piloto.

4.5.Caso 3: Empresa del sector del salmón, Multiexport

Multiexport se fundó en 1987 con el propósito de llevar a cabo la pesca, la compra, la transformación y la venta de pescado. La empresa contaba con un total de 2.694 empleados en 2020 y gestiona 46 centros de piscicultura en Chile. Multiexport es el segundo mayor exportador de salmón de Chile y vendió un total de 98.400 toneladas de pescado por USD 447 millones en 2020.¹⁴⁷

El total de 106 concesiones de acuicultura marina se encuentra en las regiones más meridionales del país: En la región de Los Lagos se explotan 21 acuiculturas, en Aysén 78 y en la región más austral de Magallanes siete. Además, hay cinco centros de piscicultura en tierra, una en la región de la Araucanía y cuatro en la región de Los Lagos. Multiexport también opera dos fábricas de procesamiento de pescado en la región de Los Lagos, una para productos frescos y congelados y otra para productos ahumados. El emplazamiento estudiado aquí es la piscifactoría Molino de Oro, en la región de Los Lagos.¹⁴⁸

Figura 25: Centros de producción de Multiexport¹⁴⁶



¹⁴⁶ Multiexport Foods (2021): Memoria anual 2020, S. 10-16, disponible en: https://www.cmfchile.cl/sitio/aplic/serdoc/ver_sgd.php?s567=9d76e7d059c0314faec727572d595d2cVFdwQmVVMVVRVEJOUkVWNVQxUkZlVTISUFQwPQ==&secuencia=-1&t=1628635181 (fecha de visita: 10.08.2021).

¹⁴⁷ Multiexport Foods (2021): Memoria anual 2020, S. 10-16, disponible en: https://www.cmfchile.cl/sitio/aplic/serdoc/ver_sgd.php?s567=9d76e7d059c0314faec727572d595d2cVFdwQmVVMVVRVEJOUkVWNVQxUkZlVTISUFQwPQ==&secuencia=-1&t=1628635181 (fecha de visita: 10.08.2021).

¹⁴⁸ Multiexport Foods (2021): Reporte de Sustentabilidad 2020, pág. 14, disponible en: <https://www.multiexportfoods.com/wp-content/uploads/2021/06/Reporte-de-Sustentabilidad-2020-Multiexport-2.pdf> (fecha de visita: 10.08.2021).

La piscifactoría Molino de Oro se dedica exclusivamente a la producción de material de incubación y huevos de salmón atlántico, con un circuito cerrado de agua dulce al 100 %.

La empresa tiene allí un programa de cría para la mejora genética de su propia variante de salmón atlántico, que incluye cuatro líneas de trabajo y permite a Multiexport suministrar huevos mejorados cada año. Además, se utilizan diversas estrategias de reproducción e incubación para garantizar un suministro de huevos durante todo el año.¹⁴⁹

El abastecimiento de energía de la piscifactoría Molino de Oro está garantizado por tres generadores diésel, que funcionan alternativamente con 297 kW, 247,5 kW y 198 kW. También hay un consumo de oxígeno para el funcionamiento de la piscifactoría, el cual es suministrado actualmente por un proveedor de servicios externo. La posible reducción de costos mediante el uso del oxígeno producido durante la electrólisis no se pudo tener en cuenta aquí en la simulación, ya que no se disponía de datos horarios o diarios del consumo de oxígeno. En este caso, sería necesaria una medición más precisa del consumo de oxígeno para una posible realización de un sistema de almacenamiento de electricidad con hidrógeno, a fin de poder hacer una estimación del posible ahorro de costos.

La ubicación del emplazamiento industrial investigado Molino de Oro puede verse en la Figura 25. En la actualidad, la electricidad se suministra mediante generadores diésel y no hay conexión a la red. Se está investigando si las inversiones en tecnologías fotovoltaicas o de almacenamiento de hidrógeno pueden reducir los costos de electricidad para Multiexport.

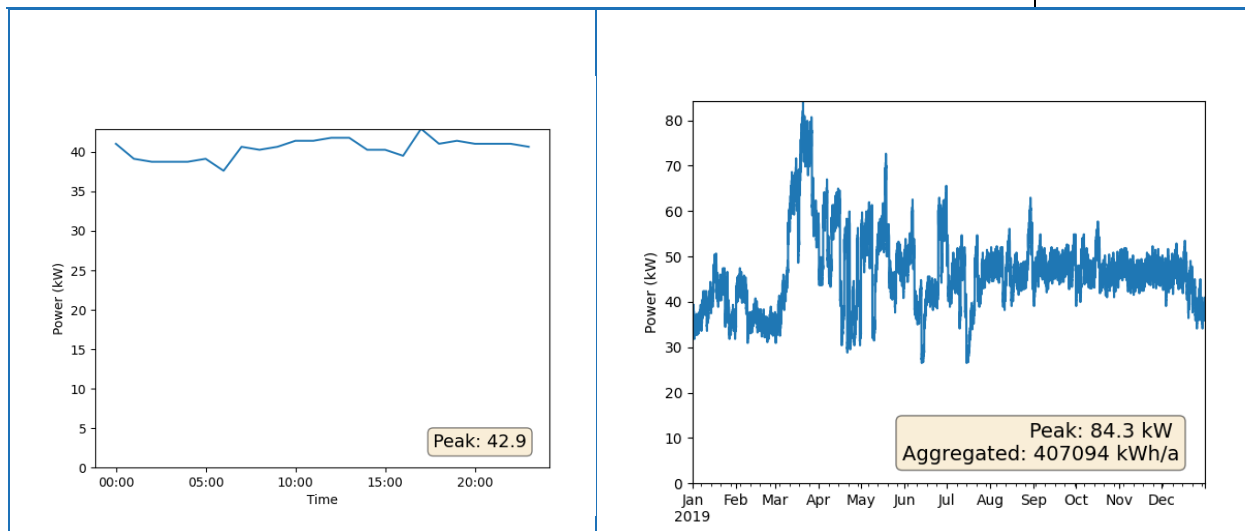
4.5.1. Datos de entrada

Multiexport, como cliente industrial, se caracteriza con un perfil de carga que en el transcurso del día difiere mucho de Melinka y Aysén: Según las mediciones, la carga está sujeta a muy pocas fluctuaciones a lo largo del día y siempre se mantiene cerca de los 40 kW. Para el perfil de carga diario se han tenido en cuenta las mediciones de corriente realizadas durante un periodo de 24 horas a una tensión de funcionamiento de 380 V trifásica.

Otros valores incluyen dos mediciones diarias de la corriente de demanda a lo largo de todo un año, con lo que se puede derivar una dependencia estacional. Esto permite determinar un perfil de consumidor estacional (véase Figura 26). Una vez más, esto muestra una gran diferencia con el perfil de carga de Melinka y Aysén, que está dominado por los sectores residencial y de servicios: no está clara una estacionalidad, y en su lugar parecen ser los perfiles de funcionamiento típicos los que son decisivos para el consumo en Multiexport. Por ejemplo, aunque el consumo de electricidad es comparativamente bajo al final del verano chileno, de enero a marzo, el consumo está sujeto a fluctuaciones muy grandes el resto del año, y es particularmente alto en abril. El máximo de consumo de 84,3 kW en abril es significativo en comparación con el consumo habitual, y sugiere que se consume mucha energía en esta época por motivos operativos. El resultado es un consumo anual de electricidad de 407,1 MWh. En comparación, Multiexport declaró un consumo anual de electricidad de 528 MWh/año.

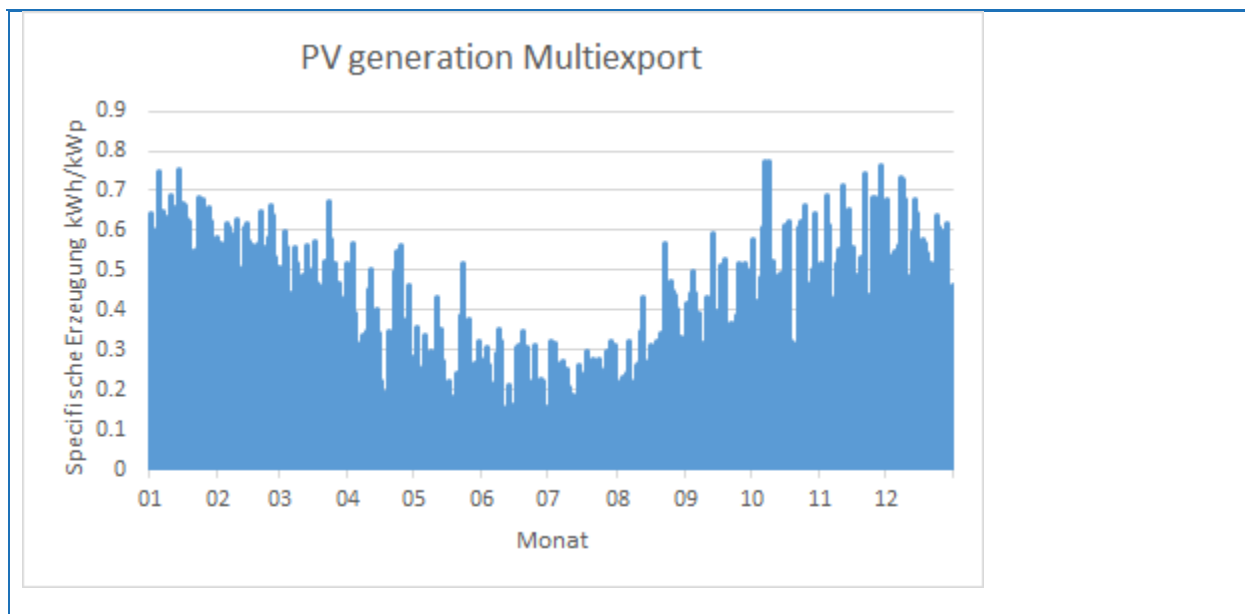
¹⁴⁹ Entrevista con representantes de Multiexport

Figura 26: Perfil de consumo de Multiexport¹⁵⁰



En Multiexport, sólo se considera la fotovoltaica como opción de inversión. Utilizando la herramienta web del Ministerio de Energía chileno,¹⁵¹ resulta un potencial fuertemente estacional de 1.134,8 kWh/kWp/año. En comparación con Melinka y Aysén, Multiexport tiene el menor potencial de generación fotovoltaica.

Figura 27: Potencial renovable de la fotovoltaica en Multiexport¹⁵²



¹⁵⁰ Elaboración propia

¹⁵¹ Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Solar*, disponible en: <http://solar.minenergia.cl/exploracion> (fecha de visita: 10.06.2021).

¹⁵² Elaboración propia

El precio del diésel que paga Multiexport es especialmente bajo en comparación con Melinka y Aysén.

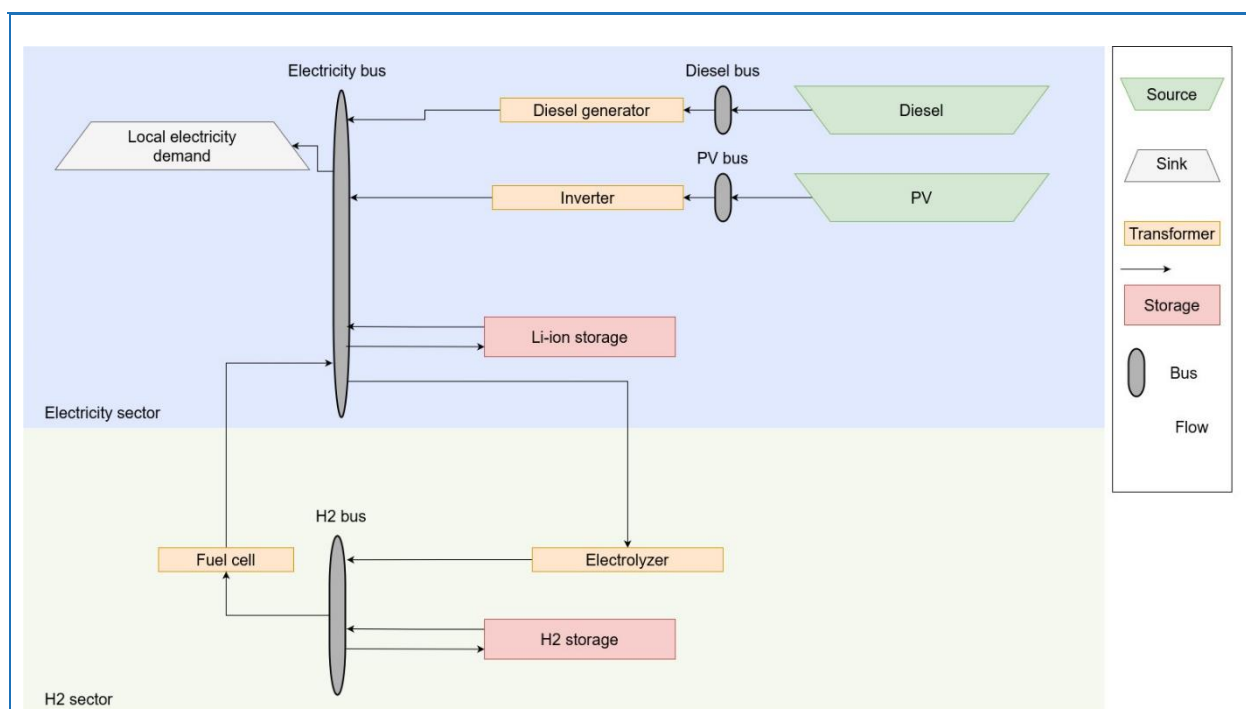
4.5.2. Análisis de escenarios

Para evaluar el potencial de las tecnologías de hidrógeno para el almacenamiento de electricidad en Multiexport, se definen tres escenarios, análogos al caso de uso en Melinka y Aysén:

1. Statu Quo: Abastecimiento mediante toda la capacidad de los generadores diésel existentes
2. Energías renovables e hidrógeno: Abastecimiento mediante los generadores diésel existentes necesarios y las capacidades óptimas de las tecnologías fotovoltaica y de hidrógeno
3. Energías renovables, baterías de litio e hidrógeno: Abastecimiento mediante los generadores diésel existentes y de las capacidades óptimas de las tecnologías fotovoltaica, de baterías de litio y de hidrógeno

En la Figura 28, un gráfico del sistema energético muestra la topología de la red de abastecimiento de Multiexport (para el escenario 3).

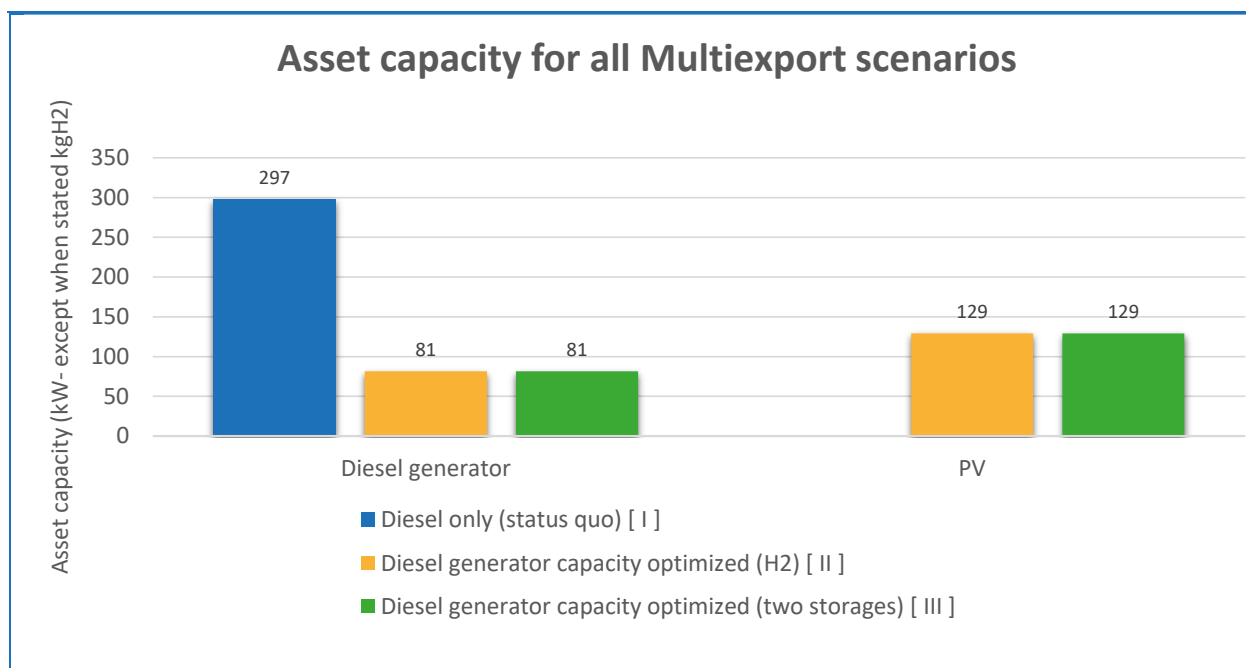
Figura 28: Gráfico del sistema energético para Multiexport: Energías renovables, baterías de litio e hidrógeno¹⁵³



Debido al precio especialmente bajo del diésel y a la escasa generación específica por parte de la energía fotovoltaica, Multiexport no muestra ningún potencial de almacenamiento de electricidad mediante tecnologías de hidrógeno. La combinación de 129 kWp de energía fotovoltaica y una capacidad reducida del generador diésel de 81 kW representa el suministro energético más favorable (véase Figura 29). Aquí tampoco hay potencial para las baterías de litio. Los resultados del escenario 2 corresponden por lo tanto a los del escenario 3.

¹⁵³ Elaboración propia

Figura 29: Comparación de escenarios de Multiexport - Capacidades óptimas¹⁵⁴



Con la instalación de energía fotovoltaica, los costos de generación de electricidad pueden reducirse de 0,14 USD/kWh a 0,12 USD/kWh. Esto requiere una inversión inicial de unos USD 90.500, pero permite reducir los costos de explotación anuales de USD 57.000 al año a USD 40.600 al año. El consumo de diésel también puede reducirse en 33.400 l/año, lo que a su vez reduce las emisiones de CO₂ en un 28,8 %, hasta las 224 toneladas de CO₂/año. Con la capacidad fotovoltaica instalada, la cuota de renovables es del 16 %, mientras que el 19 % de la generación renovable no se puede utilizar. No es económico capturar este excedente en tecnologías de almacenamiento de hidrógeno o baterías de litio y utilizarlo más tarde. Un resumen de los coeficientes operativos puede encontrarse en Tabla 9.

Tabla 9: Comparación de escenarios de Multiexport

Coeficiente operativo		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
	Unidad	Statu Quo	Energías renovables e hidrógeno	Energías renovables, baterías de litio e hidrógeno
Costo nivelado de la electricidad	USD/kWh	0,14		0,12
Valor neto actual	En miles de USD	433,8		372,6
Costos de inversión al inicio del proyecto	En miles de USD	-/-		90,5
Costos anuales de operación	En miles de USD/año	57		40,6

¹⁵⁴ Elaboración propia

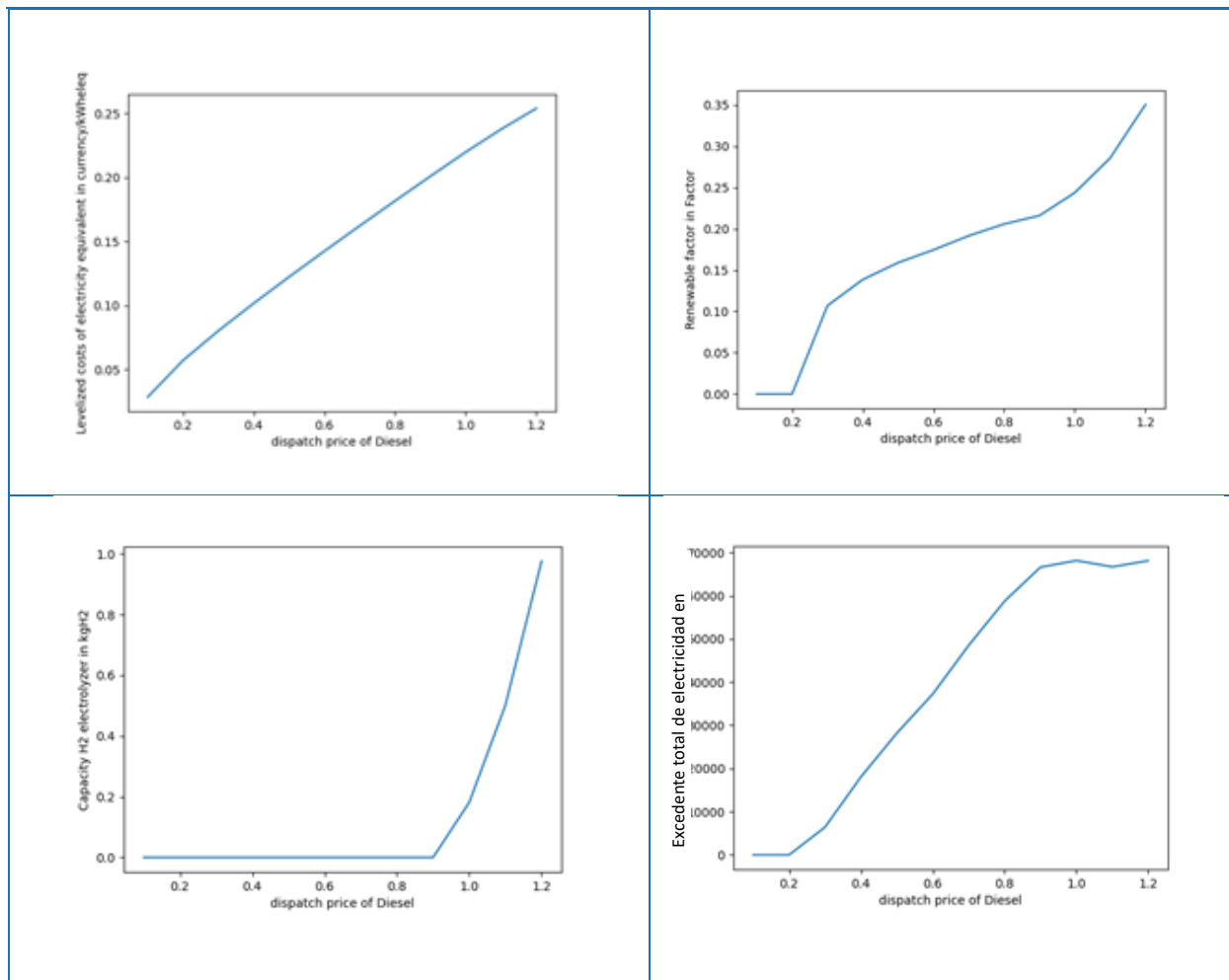
Consumo de diésel	Mil l/año	116,3	82,9
Generación renovable	MWh/año	-/-	146,8
Cuota de generación renovable no utilizada	%	-/-	19
Cuota renovable	%	0	15,7
Emisiones de CO₂	T CO ₂ /año	314	224

4.5.3. Análisis de sensibilidad de Multiexport

De forma análoga al caso de uso de Melinka y Aysén, también se determina la influencia de los parámetros de entrada más importantes para Multiexport. Para ello, también se realizó un análisis de sensibilidad para el escenario 3. Por lo tanto, el precio del diésel, como parámetro de entrada importante, varía entre 0,1 y 1,2 USD/l. Las dependencias más importantes se muestran en la Figura 30.

Se puede observar que los costos de producción de electricidad aumentan con el precio del diésel, mientras que la cuota de renovables aumenta. Al mismo tiempo, el almacenamiento del exceso de electricidad no es económico durante mucho tiempo, y las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno sólo se vuelven sensatas a un precio de 1,0 USD/l. Las baterías de litio no se instalarán ni siquiera con un precio del diésel de 1,2 USD/l.

Figura 30: Análisis de sensibilidad de Multiexport - Precio del diésel¹⁵⁵



Además de la sensibilidad al precio del diésel, también se examina la influencia de una reducción de los costos de adquisición de las tecnologías de hidrógeno del 0 al 40 %.¹⁵⁶ Una vez más, los costos de las diferentes tecnologías se modifican simultáneamente, es decir, las reducciones de costos previstos se producen al mismo tiempo para el electrolizador, el punto de combustible y el depósito de almacenamiento de hidrógeno.

Sin embargo, se puede observar que incluso con la mayor reducción de costos, del 40 %, no se instalan tecnologías de almacenamiento de hidrógeno. Esto también puede deberse al hecho de que los costos de funcionamiento de las tecnologías siguen siendo muy elevados en comparación con los costos de suministro de electricidad mediante generadores diésel. Además, los costos de los sistemas fotovoltaicos son elevados debido al bajo rendimiento

¹⁵⁵ Elaboración propia

¹⁵⁶IRENA (2020): *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal* [Reducción de costos del hidrógeno verde: Aumento de la escala de los electrolizadores para alcanzar el objetivo climático del 1,5 °C], International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

específico de la energía fotovoltaica en comparación con los otros casos de uso, lo que significa que también se puede ahorrar potencialmente menos mediante el almacenamiento intermedio del excedente de generación.

4.5.4. Conclusión de la simulación de Multiexport

Para el emplazamiento industrial Multiexport, es posible reducir los costos de generación de electricidad mediante la instalación de energía fotovoltaica. Con los precios actuales del diésel, no hay potencial para el almacenamiento intermedio de la electricidad procedente de fuentes solares mediante tecnologías de hidrógeno. Sólo un fuerte aumento del precio del diésel, por ejemplo, a través de la tarificación del CO₂, podría cambiar esta tendencia, siempre que el precio global del diésel aumente hasta aproximadamente 1,0 USD/l. Por encima de este umbral, el uso de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno sería económicamente viable.

A los precios actuales, ni siquiera las importantes reducciones de costos que se esperan en el futuro para las tecnologías de producción de hidrógeno pueden hacer que el almacenamiento en estas tecnologías sea económicamente viable. Las razones son el rendimiento solar comparativamente bajo, el bajo precio del diésel y el perfil de carga específico del emplazamiento industrial. Este perfil de carga se caracteriza por una especial consistencia, y en particular no hay una mayor demanda durante el día. Con capacidades fotovoltaicas suficientemente grandes, se podría almacenar temporalmente un considerable excedente de electricidad durante el día, pero serían necesarias instalaciones de almacenamiento igualmente grandes para absorber esta electricidad o incluso para sustituir sustancialmente el diésel.

En este estudio no se ha podido considerar una sinergia entre el funcionamiento de un electrolizador y la demanda de oxígeno generada en el lugar, ya que no se ha podido definir con mayor precisión la demanda de oxígeno a lo largo del tiempo. El costo del suministro de oxígeno a los procesos operativos de Multiexport es muy elevado: USD 310.000 al año. Es posible conseguir la cogeneración de hidrógeno y oxígeno con electrolizadores. Con una pureza suficiente, este oxígeno podría utilizarse en Multiexport y contribuiría así a la viabilidad económica de las tecnologías de hidrógeno. Por lo tanto, es aconsejable perseguir esta sinergia para el caso de uso de Multiexport.

4.5.5. Futuro esfuerzo de investigación

En el presente estudio, fue necesario estimar las curvas de carga de Aysén y Melinka. La metodología elegida se basó en los perfiles de carga estándar de Alemania, y no se puede excluir una desviación potencialmente fuerte del perfil de carga chileno. Por lo tanto, para los proyectos de seguimiento, sería aconsejable repetir la estimación del consumo para las condiciones locales.

Además, se recopilaron datos sobre los costos a través de la investigación bibliográfica, especialmente para el mercado europeo. Se podría aumentar el nivel de precisión mediante un estudio de mercado ajustado del mercado chileno o un taller de las partes interesadas para validar los parámetros de entrada. La desviación de los valores puede deberse a los aranceles, los subsidios u otros precios del mercado local.

Este estudio no tuvo en cuenta la evolución de, por ejemplo, el crecimiento del consumo, la inflación o los cambios en los costos a lo largo de la vida del proyecto. Para clasificar los resultados, se realizó un análisis de sensibilidad del precio del diésel y de la reducción de costos de las tecnologías de hidrógeno. En estudios posteriores, se podría prestar más atención a las posibles vías de desarrollo y, por tanto, también se podría incluir la influencia de un posible precio del CO₂.

Para que las tecnologías de hidrógeno, y especialmente el electrolizador, sean más económicas, sería interesante investigar el uso comercial de la cogeneración de oxígeno o un mayor acoplamiento del sector con, por ejemplo, el sector del transporte.

5. Opciones de financiamiento

Programas de fomento, incentivos fiscales y opciones de financiamiento en Chile

Con el fin de alcanzar los objetivos establecidos en la Estrategia Nacional del Hidrógeno para 2025 y 2030 (USD 5 mil millones de inversión internacional en el campo en Chile, 5 GW de capacidad de electrólisis instalada para 2025 y 25 GW para 2030, y una producción de 200 kilotoneladas de hidrógeno al año), el Ministerio de Energía, junto con la Corporación Nacional de Fomento (CORFO), ha iniciado un proceso para desarrollar programas concretos de fomento para el desarrollo de una economía del hidrógeno en Chile.

Como primer paso, CORFO lanzó formalmente una Solicitud de Información (RFI) global en octubre de 2020 para obtener una visión general de los proyectos específicos que los consorcios nacionales e internacionales están planeando en el campo de la generación, el transporte, el almacenamiento y el uso de hidrógeno verde y sus derivados en Chile. Este proceso finalizó el 9 de diciembre de 2020. Se presentaron un total de 18 proyectos con un volumen de inversión de aproximadamente USD 12.000 millones que se ubicarían principalmente en las regiones de Antofagasta y Calama¹⁵⁷. Basándose en estos resultados, se desarrollaron los siguientes programas de financiamiento para acelerar la ejecución de los proyectos:

- CORFO: Primera convocatoria de financiamiento para proyectos de hidrógeno verde.¹⁵⁸
 - Se dirige a las empresas chilenas e internacionales con un volumen de negocio de aproximadamente más de USD 25 millones que estén planeando proyectos industriales para satisfacer la demanda nacional de hidrógeno verde y exportar hidrógeno verde, precursores industriales y/o combustibles sintéticos a precios competitivos.
 - Selección de uno o más proyectos que recibirán cofinanciamiento para invertir en electrolizadores para el desarrollo de nuevos proyectos de producción de hidrógeno verde en Chile. Los proyectos deben ser mayores de 10 MW y deben estar operativos a más tardar en diciembre de 2025.
 - El importe total es de USD 50 millones; se pueden conceder hasta USD 30 millones por proyecto.
 - La fecha límite para la presentación de propuestas es el 6 de septiembre de 2021.
- agcidChile: Convocatoria de cofinanciamiento de estudios de preinversión para proyectos de producción, almacenamiento, transporte y/o uso de hidrógeno verde¹⁵⁹:
 - El concurso está financiado por el Fondo Bilateral (Chile - Unión Europea) para el Desarrollo en Transición, firmado en diciembre de 2019 entre la Dirección General de Asociaciones Internacionales de la Comisión Europea y la Agencia Chilena de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AGCID).
 - Las solicitudes están abiertas a empresas nacionales e internacionales que estén considerando desarrollar un proyecto de inversión en Chile.
 - El cofinanciamiento para los solicitantes seleccionados asciende a EUR 300.000, con un máximo de EUR 75.000 (impuestos incluidos) disponibles por solicitud. El solicitante debe aportar al menos el 50 % del costo del estudio.
 - Las solicitudes pueden presentarse hasta el 15 de julio.

¹⁵⁷ CORFO (2021): *RFI Hidrógeno Verde*, disponible en: https://www.corfo.cl/sites/cpp/rfi_hidrogeno_verde (fecha de visita: 15.06.2021)

¹⁵⁸ CORFO (2021): *Primer llamado para el financiamiento de proyectos de hidrógeno verde en Chile*, disponible en: <https://corfo.cl/sites/cpp/hidrogeno-verde-chile> (fecha de visita: 15.06.2021)

¹⁵⁹ agcidChile: Convocatoria Hidrógeno Verde, disponible en: <https://www.agci.cl/menu-fondo-bilateral-chile-ue/convocatoria-hidrogeno-verde> (fecha de visita: 15.06.2021)

- Ministerio de Energía de Chile: Cofinanciamiento para proyectos de autosuficiencia energética renovable, incluyendo H₂ (*Ponle Energía a tu Empresa*)¹⁶⁰:
 - Dirigido a micro, pequeñas, medianas y grandes empresas de todos los sectores económicos, como el comercio, la industria, la agricultura, la minería, etc.
 - Cofinanciamiento de hasta aprox. USD 85.000 en función del tamaño de la empresa y de la tecnología. En general, el cofinanciamiento puede suponer entre el 30 y el 50 % de los costos totales.
 - Las solicitudes pueden presentarse hasta el 31 de mayo. Es posible que haya más rondas de financiamiento.
- Agencia de Sostenibilidad Energética: Acelerador de proyectos H₂ verdes¹⁶¹
 - Dirigido a empresas y/o instituciones que pueden presentarse individualmente o en consorcio con otras empresas o instituciones y que están interesadas en la ejecución a corto plazo de un proyecto de hidrógeno para una serie de aplicaciones específicas, incluyendo, entre otras, la generación de electricidad.
 - El proceso consta de 2 etapas, en la primera se diseñará un proyecto piloto con el apoyo de la Agencia y en la segunda las empresas o consorcios podrán recibir un cofinanciamiento de hasta USD 400.000 para su ejecución.
 - Las solicitudes pueden presentarse hasta el 17 de mayo. Es posible que haya otra convocatoria en 2022.
- CORFO, el Ministerio de Energía y el Ministerio de Bienes Nacionales han firmado un acuerdo para destinar 11.986 hectáreas de terrenos públicos en el norte de Chile para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde. La puesta a disposición de terrenos para la realización de proyectos de hidrógeno tiene por objeto acelerar el desarrollo de los mismos. Actualmente, CORFO tiene estudios de preinversión para proyectos de hidrógeno que ocuparían un total de 11 hectáreas.¹⁶²
- En enero de 2021, se anunció que el consorcio Associated Universities Inc (AUI) se había adjudicado la licitación internacional para la formación del Instituto Chileno de Tecnologías Limpias. Este instituto se establecerá en Chile en cooperación con socios internacionales para abordar temas de innovación actuales como la extracción de materias primas con bajas emisiones, el procesamiento de materias primas de importancia estratégica como el litio y el uso de la energía solar.¹⁶³ En cuanto a la energía solar, se centrará en el hidrógeno sostenible, su producción, almacenamiento, transporte y distribución, entre otras cosas. Los objetivos y tareas del Instituto Chileno de Tecnologías Limpias son: el desarrollo tecnológico y la investigación con un enfoque industrial (TRL > 6), los proyectos piloto, la normalización y la certificación, el desarrollo de los recursos humanos, la promoción del espíritu empresarial y la innovación de base tecnológica. Está previsto un fondo base de USD 194 millones para los primeros diez años, con aportaciones adicionales del 30 % (monetarias y no monetarias) por parte de los socios. Se espera que el Instituto de Tecnologías Limpias se convierta en un centro de emprendimiento e innovación de alcance mundial para 2030.

¹⁶⁰ Ministerio de Energía (2021): *Ponle Energía a tu Empresa*, disponible en: <https://atencionciudadana.minenergia.cl/tramites/informacion/50> (fecha de visita: 15.06.2021)

¹⁶¹ Ministerio de Energía (2021): *Aceleradora de Hidrógeno Verde*, disponible en: <https://www.agenciase.org/aceleradora-h2v/> (fecha de visita: 15.06.2021)

¹⁶² CORFO (2020): *CORFO, Bienes Nacionales y Energía firman Convenio de colaboración para impulsar en terrenos fiscales proyectos de hidrógeno verde*, disponible en https://www.corfo.cl/sites/cpp/sala_de_prensa/nacional/13_10_2020_corfo_bienes_nacionales_y_energia_proyectos_h2verde (fecha de visita: 05.01.2021)

¹⁶³ Instituto Chileno de Tecnologías Limpias, disponible en: [Instituto de Tecnologías Limpias | \(ictl.cl\)](https://ictl.cl) (fecha de visita: 16.06.2021)

Figura 31: Áreas de interés del Instituto Chileno de Tecnologías Limpias¹⁶⁴

Areas	Solar Energy				Low Emissions Mining			Advanced Materials for E-Mobility and Energy Storage	
CHALLENGES	Solar Electricity	Solar Fuels Production Storage Transport Distribution	Solar Heat	Solar Energy Desalination & Water Treatment	Energy Sustainab. and Low Carbon Footprint in Metal Mining	Low Emission Mining- metallurg. Process	Low impact operation in the Salares	Materials based on Li, Salts and others for E- Mob and Energy Storage	Technologies for Scarce products for BESS (Cobalt, others)
	PV	H2	Solar Heat in Mining & Industry	Desalination and Solar Power concentration	Energy Efficiency Energy Recovery Fossil Fuel Replacement	Verifiable Emission Reduction in Copper & others	Li extraction from Salar with low water use and Low GHGs	New compounds and alloys	
	CSP	Synthetic Fuels		Small Scale Off-Grid Desalination	Eco- efficiency in Copper & Metal production			Li and other based advanced materials	
		Solar Fuels Use in Mining	Direct Solar Energy in Mining	Solar Water Detox and Disinfection				Salts and others for TES	

Según la información proporcionada por el Ministerio de Energía chileno con fecha del 3 de junio de 2021, se están elaborando otros mecanismos de financiamiento para el segundo semestre de 2021 y para 2022, de los que aún no se han anunciado más detalles.

A continuación, se enumeran otras opciones de financiamiento:

Fondo de inversión

- Fondo de Inversión en Hidrógeno Verde de la Fundación Chile¹⁶⁵:
La Fundación Chile, una organización público-privada sin ánimo de lucro y especializada en el desarrollo sostenible, tiene previsto crear un fondo de inversión para invertir en proyectos de hidrógeno verde que todavía están a dos o tres años de ser rentables. Las primeras inversiones se realizarán en 2022 con el objetivo de invertir en entre 12 y 15 empresas.
- Fondo CLIN:
Fondo de inversión privado no regulado ni supervisado por la Comisión de Mercados Financieros y gestionado por Inversiones Innovadoras SA, una empresa de la Fundación Chile. El fondo cuenta con USD 20 millones, de los cuales el 33 % es capital privado de los inversores: Zoma Capital, Entel y Engie Factory (capital riesgo de Engie) y el 67 % proviene de la agencia de desarrollo económico CORFO. Este fondo tiene

¹⁶⁴ Fraunhofer Chile Research Foundation (2019): *Presentación del seminario «Hidrógeno»*, 08.11.2019, pág. 10.

¹⁶⁵ Fundación Chile (2021): *Chile quiere impulsar un auge del hidrógeno verde con un fondo de 300 millones*, disponible en: <https://fch.cl/noticias/chile-quiere-impulsar-un-auge-del-hidrogeno-verde-con-un-fondo-de-300-millones/> (fecha de visita: 16.06.2021)

como objetivo invertir en 20 a 25 empresas que se encuentran en una fase temprana de desarrollo con tecnologías innovadoras y un alto potencial para escalar a los mercados internacionales.

Créditos

El método más común de financiamiento de proyectos es el crédito. Los bancos chilenos ofrecen diferentes tipos de créditos cuyas condiciones varían según la empresa y el proyecto. Por regla general, el financiamiento de proyectos energéticos con un crédito comercial está muy limitado por el plazo ofrecido. La seguridad financiera del prestatario también tiene una influencia significativa en las condiciones del crédito asociado, ya que cuanto menor sea la seguridad financiera de la empresa respectiva, mayor será el riesgo percibido por el banco a la hora de conceder el crédito. Varios bancos de Chile están mostrando interés en conceder créditos a proyectos de H₂ verde. En este contexto, el Ministerio de Energía ya ha realizado presentaciones para los bancos Santander, Scotiabank, Credicorp, JP Morgan, entre otros.

En 2017, el Departamento de Pymes del Banco Estado lanzó un crédito especial para proyectos de energía renovable y eficiencia energética, principalmente para clientes comerciales e industriales. La evaluación del riesgo por parte de Banco Estado se basa principalmente en la valoración del negocio del prestatario. Sólo el 10 % de los flujos financieros del proyecto energético a financiar se incluyen en la evaluación de riesgos.¹⁶⁶

La evaluación técnica y económica de los proyectos energéticos la realiza la Agencia de Sostenibilidad Energética, vinculada al Ministerio de Energía.¹⁶⁷

El crédito tiene un plazo máximo de 12 años con tipos de interés fijos competitivos para el mercado nacional y cubre hasta el 80 % del valor neto del proyecto. Los requisitos para solicitar un crédito de este tipo con el Banco Estado son:

- La empresa debe haber existido durante al menos dos años en el sector para el que solicita el crédito para el proyecto energético.
- El volumen de negocios anual de la empresa debe estar entre 2.400 UF y 40.000 UF.
- No debe haber deudas fiscales.

La agencia estatal de desarrollo económico CORFO también lanzó un «Crédito Verde» en 2020 en forma de programa de refinanciamiento para promover el desarrollo y la ejecución de proyectos que mitiguen los efectos del cambio climático y/o mejoren la sostenibilidad de las empresas, impulsando las inversiones en energías renovables, eficiencia energética e iniciativas de economía circular:

- El crédito está dirigido a las empresas privadas, fabricantes de bienes y/o proveedores de servicios que cumplan una de las siguientes condiciones: Facturación anual de hasta 600.000 UF o empresas emergentes con una previsión de facturación anual de hasta 600.000 UF.
- Financiamiento por parte de los intermediarios financieros que forman parte del programa a través de operaciones de crédito con un vencimiento de hasta 15 años y hasta el 70 % del importe total de la inversión con un importe máximo de USD 20.000.000.

¹⁶⁶ Banco Estado: *Financiamiento Proyectos Eficiencia Energética*, disponible en:

<https://www.bancoestado.cl/imagenes/pequenas-empresas/productos/financiamiento/proyectos-eficiencia-energetica.asp> (fecha de visita: 04.01.2021).

¹⁶⁷ Agencia de Sostenibilidad Energética (2018): *Crédito Eficiencia Energética y Energía Renovable No Convencionales*, disponible en: <https://www.acee.cl/credito-eficiencia-energetica-y-energia-renovable-no-convencional/> (fecha de visita: 04.01.2021).

- Los proyectos de los siguientes sectores pueden solicitar este financiamiento: Proyectos de energías renovables de hasta 9 MW (eólica, solar, geotérmica, hidroeléctrica y biomasa), autoabastecimiento o autoconsumo mediante energías renovables, almacenamiento de energía, movilidad eléctrica, reutilización/reciclaje de residuos, mejora de procesos tecnológicos.
- Para el año 2020 se dispuso de USD 39 millones.

Más información en el siguiente enlace: https://www.corfo.cl/sites/cpp/convocatorias/credito_verde

Instrumentos de financiamiento sostenibles

Chile emitió sus primeros bonos verdes en 2019,¹⁶⁸ convirtiéndose en el primer país de América del Norte y Sur en emitir bonos del Estado verdes y es la primera vez que un Estado no europeo emite un bono soberano verde en euros.

Las prioridades de los proyectos en Chile para los bonos verdes son el transporte neutro en CO₂, la eficiencia energética, las energías renovables (almacenamiento), los recursos naturales, la gestión del agua y los edificios verdes. La emisión de bonos verdes y sostenibles en 2019, 2020 y 2021 en dólares y euros alcanza un total de USD 14.447 millones.

Programas de financiamiento alemanes

Como parte de la publicación de la Estrategia Alemana del Hidrógeno, el gobierno alemán ha destinado EUR 2.000 millones a las asociaciones internacionales. El Ministerio Federal de Economía y Energía de Alemania trabaja actualmente en la elaboración de una directriz de fomento para proyectos internacionales de hidrógeno, según la cual las empresas alemanas que quieran llevar a cabo proyectos de hidrógeno en Chile, por ejemplo, podrán presentar su solicitud en el futuro.¹⁶⁹

La empresa *Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie NOW GmbH* [Organización Nacional de Tecnología de Hidrógeno y Pilas de Combustible NOW GmbH] apoya proyectos piloto y de demostración que utilicen tecnologías verdes de hidrógeno y pilas de combustible para el suministro descentralizado de energía fuera de Alemania, como parte de la Iniciativa de Exportación de Tecnologías Medioambientales del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania. Los proyectos subvencionables son los que se realizan por pequeñas y medianas empresas con sede en Alemania con la participación de una institución de investigación, con subvenciones del 40 al 80 % de los costos subvencionables, en función de la composición del consorcio. Puede encontrar más información en la página de resumen de la Iniciativa de Exportación de Tecnologías Medioambientales de la NOW GmbH (<https://www.now-gmbh.de/portfolio/internationale-kooperation/exportinitiative-umwelttechnologien/>) y en el folleto de fomento asociado: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/05/Broschuere_Exportinitiative-Umwelttechnologien_NOW.pdf

Fomento en el marco de la cooperación bilateral

¹⁶⁸ AH2V BioBío, Angulo, M. (2021): Políticas públicas y estrategias de financiamiento: Instrumentos de apoyo a innovación e inversión para el hidrógeno verde

¹⁶⁹ BMWi: *Proyecto Haru Oni*: Altmaier entrega la primera notificación de financiación para el proyecto internacional de hidrógeno verde: <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/12/20201202-ptx-projekt-haru-oni-altmaier-uebergibt-ersten-foerderbescheid-fuer-internationales-projekt-fuer-gruenen-wasserstoff.html>

Desde 2004, la cooperación bilateral entre Chile y Alemania se ha centrado cada vez más en las energías renovables y la eficiencia energética. Durante el Berlin Energy Transition Dialogue, en abril de 2019, Alemania y Chile también firmaron un importante acuerdo de cooperación en materia de asociación energética con el objetivo de promover un intercambio sobre los temas más importantes del sector energético entre ambos países. Se busca una estrecha cooperación, en particular en los tres ámbitos de las energías renovables, la eficiencia energética y la reducción del carbono. Un comité directivo con representantes de ambos gobiernos se reúne una vez al año para definir los objetivos principales.¹⁷⁰

Además del Ministerio de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ), el Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza, Construcción y Seguridad Nuclear (BMU) es, desde 2008, socio directo de la cooperación bilateral con Alemania en el marco de la Iniciativa Internacional sobre el Clima (IKI). La cartera de proyectos de la IKI abarca desde el enfoque de las energías renovables (especialmente la energía solar) y la eficiencia energética (la combinación de calor y electricidad) hasta la adaptación al cambio climático. Hasta el año 2019, se destinó un volumen de proyectos de aprox. EUR 39 millones en unos 13 proyectos bilaterales.¹⁷¹ Además, hay proyectos regionales y globales que promueven la participación de Chile en temas de protección del clima y financiación del clima a nivel mundial.

La institución central para la cooperación financiera es el Banco de Desarrollo KfW. Además del KfW, la propia Sociedad Alemana de Inversión y Desarrollo (DEG) ofrece financiación para proyectos en economías emergentes. Estos se limitan en su mayoría a los países de la lista del CAD de la OCDE, de la que Chile fue retirado en 2018. Sin embargo, la DEG ofrece un periodo de transición hasta el 31 de diciembre de 2021 para las financiaciones.¹⁷² La DEG ofrece el cofinanciamiento de estudios de viabilidad para empresas medianas con sede en la UE y con un volumen de negocio anual de hasta EUR 500 millones. Se cubre el 50 % de los costos hasta un máximo de EUR 200.000.¹⁷³ Puede encontrar más información y el formulario de solicitud en el siguiente enlace: <https://www.deginvest.de/Internationale-Finanzierung/DEG/Unsere-Lösungen/Machbarkeitsstudien/>.¹⁷⁴

Por último, pero no por ello menos importante, el GLS Bank ofrece créditos en los ámbitos de la energía eólica, la fotovoltaica, la biomasa y la hidroeléctrica. En la actualidad, el banco puede proporcionar hasta EUR 20 millones de capital de deuda por cliente; cantidades más elevadas sólo con la participación de un socio sindicado o fiduciario. Puede obtener más información y la solicitud de crédito en el siguiente enlace: <https://www.gls.de/gemeinnuetzige-kunden/branchen/erneuerbare-energien/>.

Además de la cooperación con el Banco KfW, Chile también trabaja con otros bancos de desarrollo, como el Banco Asiático de Desarrollo y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El Ministerio de Energía está en conversaciones

¹⁷⁰ Embajada de la República de Chile en Alemania (2019): Chile y Alemania firman un acuerdo de asociación energética, disponible en: <http://www.echile.de/index.php/de/wirtschaft1/672-chile-und-deutschland-unterzeichnen-wichtiges-abkommen-zur-energiepartnerschaft> (fecha de visita: 04.01.2021).

¹⁷¹ Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza, Construcción y Seguridad Nuclear de Alemania (BMU, 2019): Cooperación bilateral con Chile, disponible en: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/bilaterale_zusammenarbeit_chile_bf.pdf (fecha de visita: 04.01.2021).

¹⁷² Hawel, Evelin. Departamento de Empresas Alemanas de la DEG. Correspondencia del 03.07.2017.

¹⁷³ KfW DEG (2017): Financiamiento de los estudios de viabilidad, disponible en: https://www.deginvest.de/DEG-Dokumente/Unsere-L%C3%B6sungen/F%C3%B6rderprogramme/Finanzierung-von-Machbarkeitsstudien_%C3%9Cberblick_2016_10.pdf (fecha de visita: 05.01.2021).

¹⁷⁴ Puede encontrar un resumen de todos los programas e información detallada en <https://www.deginvest.de/Internationale-Finanzierung/DEG/Unsere-L%C3%B6sungen/Deutsche-Unternehmen/und-unter> <https://www.deginvest.de/Internationale-Finanzierung/DEG/Unsere-L%C3%B6sungen/Projektfinanzierungen/>

con las instituciones para proporcionar financiamiento para el desarrollo de iniciativas de hidrógeno verde. Sin embargo, en esta fase no se han definido mecanismos financieros precisos.

El BID ha apoyado al Ministerio de Energía, entre otros, en el marco de una cooperación técnica, permitiendo la realización de los siguientes cuatro estudios y el desarrollo de una plataforma de distribución y educación sobre temas de H₂:

- *Pre-feasibility study for a hydrogen export terminal*
- *Pre-feasibility study of a synthetic fuel project in the Magallanes Region*
- *Support development of regulatory framework for use in gas pipelines and grids*
- *Support development of regulation for multi-fuel refuelling stations*

El Banco Mundial, por su parte, ha apoyado financieramente al Ministerio de Energía en la preparación de los siguientes estudios:

- *Assessment and Recommendations for the development of safety regulations to unlock the use of green hydrogen in the mining sector*
- *Deep assessment of opportunities and barriers to green hydrogen deployment in Chile's domestic fuel markets: Definition of regulatory pathways to accelerate the energy transition.*
- *Recommendations and steps needed to deploy an economic instrument scheme that catalyzes the energy transition needed to comply with Chile's NDC and net-zero GHG emissions goal.*
- *Recommendations for a Green Hydrogen Certification Scheme in Chile that is compatible with national and international carbon markets*

Cuadro de información 1: **Obstáculos en el financiamiento de proyectos de hidrógeno**

- **El marco reglamentario y los permisos aún no están totalmente desarrollados:**
El Ministerio de Energía chileno trabaja actualmente en el desarrollo de una normativa para el uso de H₂ en las diferentes áreas de aplicación (transporte, minería, etc.). Se ha creado una «Task Force» en el Ministerio de Energía para apoyar el desarrollo de proyectos de H₂ en cuanto a permisos, aprobaciones, etc. y para orientar a los inversores y promotores locales e internacionales.
Además, el Ministerio de Energía está trabajando para profundizar en el conocimiento de otras instituciones públicas implicadas en los proyectos de H₂ y así romper las barreras y agilizar los procesos en las evaluaciones de impacto ambiental, la obtención de permisos, etc.
- **Insuficiente desarrollo del mercado**
El otro gran riesgo que encarece o bloquea el financiamiento es la falta de demanda de hidrógeno verde hasta la fecha y, por tanto, la incertidumbre de cómo se desarrollará el mercado. Es difícil financiar una inversión para la que no hay demanda asegurada. Por ello, el Ministerio de Energía ayuda a las empresas que tienen proyectos de producción de hidrógeno en marcha a ponerse en contacto con empresas que tienen potencial para utilizar el hidrógeno verde.
- **Financiamiento e incentivos:**

Como se ha descrito anteriormente, Chile ya está trabajando en programas de fomento específicos para facilitar la realización de estudios de viabilidad, proyectos piloto e industriales y para estimular la demanda de hidrógeno verde.

Hasta ahora, no existe ningún acuerdo de doble imposición con Alemania.

En la actualidad no existen incentivos concretos para el uso del hidrógeno verde, ni el amoníaco producido con hidrógeno verde no es competitivo. Por ello, la adaptación del impuesto sobre las emisiones de CO₂ se debatirá en una mesa redonda con las partes interesadas públicas y privadas.

6. Medidas de acción recomendadas

El análisis de los tres casos de uso definidos, a saber, la red de la isla de Melinka, la red de abastecimiento de la región de Aysén y el polígono industrial de Multiexport, demostró la dependencia de la ubicación del potencial económico del hidrógeno para el almacenamiento de la electricidad generada por fuentes renovables en Chile y su reconversión mediante tecnologías de pilas de combustible.

En Melinka, la construcción de una planta piloto que integre las tecnologías del hidrógeno y de las pilas de combustible ya es económicamente viable en las condiciones actuales. Esta planta piloto podría constar de un electrolizador de 33 kW, un tanque de almacenamiento de hidrógeno de 18 kg de capacidad y una pila de combustible de 38 kW. Esto reduciría a más de la mitad los costos de generación de electricidad y también reduciría significativamente el precio real de la electricidad, que incluye los costos constantes de funcionamiento de la red. Esto también supondría una reducción de las subvenciones para el suministro de energía, especialmente para los hogares privados de Melinka. Esto es posible gracias a una importante adición de 660 kWp fotovoltaicos y 574 kW de turbinas eólicas. Dado que es necesaria una elevada inversión inicial de USD 1,5 millones, debería considerarse un programa de créditos. Incluso sería concebible el financiamiento estatal de los costos de inversión iniciales, ya que se amortizaría al cabo de unos 8 años para el Estado debido al ahorro en subvenciones. También es concebible un mayor dimensionamiento de la planta de electrólisis y del depósito de almacenamiento de hidrógeno para un uso más amplio del hidrógeno producido para el suministro de calor o en el sector del transporte como sustituto del diésel, y debería examinarse su viabilidad económica.

Para Aysén, una planta piloto también es económicamente viable. Sin embargo, debido a los bajos precios del diésel, esta planta piloto es más pequeña que la de Melinka: En la actualidad, resulta económica la combinación de un electrolizador de 11,3 kW, un depósito de almacenamiento de hidrógeno de 2,7 kg y una pila de combustible de 9 kW. Se recomienda encarecidamente una ampliación de la energía fotovoltaica; la capacidad óptima es de 30,6 MWp. Si los precios del diésel suben en los próximos años, por ejemplo, debido a la fijación de precios del CO₂, el potencial del hidrógeno aumenta considerablemente y los sistemas de agua en el rango de los megavatios resultarían económicos.

Por el contrario, existe un potencial para la energía fotovoltaica en Multiexport con una capacidad recomendada de 129 kWp, pero no hay potencial para utilizar tecnologías de almacenamiento de hidrógeno para el almacenamiento de electricidad pura. En cambio, debería investigarse la cogeneración de hidrógeno y oxígeno, ya que esto puede determinar la viabilidad económica de las tecnologías del hidrógeno en el lugar para el caso de uso específico.

En general, se puede afirmar que existe un potencial muy elevado para el uso de la electricidad fotovoltaica en los casos de uso investigados. Esto está en consonancia con las últimas publicaciones, que prevén un suministro de

energía 100 % renovable muy favorable para el país¹⁷⁵. La aplicación económica de las tecnologías de hidrógeno y de las pilas de combustible se encuentra todavía en un punto de inflexión con las hipótesis de costos actuales, pero sigue siendo rentable por delante del almacenamiento en baterías según las hipótesis de costos seleccionadas. Sin embargo, con el aumento de los precios del diésel y el descenso de los costos de los sistemas de hidrógeno, éstos se convertirán rápidamente en una parte esencial del sistema energético de los tres casos de uso. Por lo tanto, recomendamos la promoción de plantas piloto para probar su aplicabilidad en el país ahora y para generar datos precisos sobre los modos de funcionamiento. El potencial de estas plantas no sólo reside en el almacenamiento local de electricidad, sino que se extiende a la utilización en otros sectores como el suministro de calor y la exportación de hidrógeno verde¹⁷⁶. Más allá del atractivo económico, también es importante mencionar los beneficios medioambientales de estos sistemas renovables, en los que el almacenamiento, en particular, es cada vez más importante para lograr un porcentaje muy elevado de ahorro de CO₂.

¹⁷⁵ Juan Carlos Osorio-Aravena, Arman Aghahosseini, Dmitrii Bogdanov, Upeksha Caldera, Narges Ghorbani, Theophilus Nii Odai Mensah, Siavash Khalili, Emilio Muñoz-Cerón, Christian Breyer (2021): *The impact of renewable energy and sector coupling on the pathway towards a sustainable energy system in Chile* [El impacto de las energías renovables y el acoplamiento de sectores en el camino hacia un sistema energético sostenible en Chile], Renewable and Sustainable Energy Reviews, disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111557>.

¹⁷⁶ IWR (2021): *Descarbonización: Alemania y Chile crearán un grupo de trabajo sobre el hidrógeno*, Solarbranche.de, disponible en: <https://www.solarbranche.de/news/ticker/dekarbonisierung-deutschland-und-chile-wollen-task-force-wasserstoff-gruenden-artikel3391> (fecha de visita: 11.08.2021)

7. Bibliografía

ACERA (2021): Estadísticas (Mayo 2021), disponible en: <https://acera.cl/estadisticas/>

agciChile: Convocatoria Hidrógeno Verde, disponible en: <https://www.agci.cl/menu-fondo-bilateral-chile-ue/convocatoria-hidrogeno-verde>

Agencia de Sostenibilidad Energética (2018): *Crédito Eficiencia Energética y Energía Renovable No Convencionales*, disponible en: <https://www.acee.cl/credito-eficiencia-energetica-y-energia-renovable-no-convencional/>

AgenciaSE (2021): *Aceleradora de Hidrógeno Verde*, disponible en: <https://www.agenciase.org/aceleradora-h2v/>

AH2V BioBío, Angulo, M. (2021): *Políticas públicas y estrategias de financiamiento: Instrumentos de apoyo a innovación e inversión para el hidrógeno verde*

AHK Chile (2019): *Wasserstoffwirtschaft in Chile – Technologien zur Wasserstoffherstellung, Speicherung, Verteilung und Nutzung* [Economía del hidrógeno en Chile - Tecnologías para la producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno], disponible en: https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2019/zma_chile_2019_wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Banco Estado: *Financiamiento Proyectos Eficiencia Energética*, disponible en: <https://www.bancoestado.cl/imagenes/pequenas-empresas/productos/financiamiento/proyectos-eficiencia-energetica.asp>

Blickpunkt Lateinamerika (2021): Chile: Entra en funcionamiento la primera central termosolar de América Latina, disponible en: <https://www.blickpunkt-lateinamerika.de/artikel/chile-erstes-sonnenwaerme-kraftwerk-in-lateinamerika-geht-ans-netz/>

BMU (2019): *Cooperación bilateral con Chile*, disponible en: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/bilaterale_zusammenarbeit_chile_bf.pdf

BMWí: *Proyecto Haru Oni: Altmaier entrega la primera notificación de financiación para un proyecto internacional de hidrógeno verde*, disponible en: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/12/20201202-ptx-projekt-haru-oni-altmaier-uebergibt-ersten-foerderbescheid-fuer-internationales-projekt-fuer-gruenen-wasserstoff.html>

BMWí (2020), ¿Qué es realmente el hidrógeno verde?, pág. 9, disponible en: <https://www.bmwi-energiawende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/07/Meldung/direkt-erklaert.html>

Club de Innovación (2020): *Misión Cavendish: Desarrollo de proyectos de hidrógeno verde mediante tecnologías Power to X*, disponible en: <https://clubdeinnovacion.com/2020/06/30/desarrollo-de-proyectos-de-hidrogeno-verde-mediante-tecnologias-power-to-x/>

Comisión Nacional de Energía (2020): Estadísticas, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>.

Comisión Nacional de Energía (2021): Reporte Capacidad Instalada, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>

CORFO (2020): *CORFO, Bienes Nacionales y Energía firman Convenio de colaboración para impulsar en terrenos fiscales proyectos de hidrógeno verde*, disponible en https://www.corfo.cl/sites/cpp/sala_de_prensa/nacional/13_10_2020_corfo_bienes_nacionales_y_energia_proyectos_h2verde

CORFO (2021): *Primer llamado para el financiamiento de proyectos de hidrógeno verde en Chile*, disponible en: <https://corfo.cl/sites/cpp/hidrogeno-verde-chile>

CORFO (2021): *RFI Hidrógeno Verde*, disponible en: https://www.corfo.cl/sites/cpp/rfi_hidrogeno_verde

Danish Energy Agency and Energinet (2016): *Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation*

Danish Energy Agency and Energinet (2017): *Technology Data – Renewable fuels*

Danish Energy Agency and Energinet (2018): *Technology Data – Energy storage*

Cámara Chileno-Alemana de Comercio e Industria (AHK Chile) (2019): Economía del hidrógeno en Chile - Tecnologías de producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno

Cámara Chileno-Alemana de Comercio e Industria (AHK Chile) (2020): Factsheet Chile. *Wasserstofftechnologien und Erzeugung von synthetischen Brennstoffen* [Tecnologías de hidrógeno y producción de combustible sintético], disponible en: https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Kurzinformationen/Technologiefactsheets/2020/fs-chile-2020-wasserstoff-erzeugung-synthetischer-brennstoffe.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) (2019): *Klar zur Wende. Chile setzt auf erneuerbare Energien*, [Listos para el cambio, Chile apuesta por las energías renovables], disponible en: https://www.giz.de/de/mit_der_giz_arbeiten/81233.html

Botschaft der Republik Chile in Deutschland (2019): *Chile und Deutschland unterzeichnen Abkommen zur Energiepartnerschaft*, [Embajada de la República de Chile en Alemania (2019): Chile y Alemania firman un acuerdo de asociación energética], disponible en: <http://www.echile.de/index.php/de/wirtschaft1/672-chile-und-deutschland-unterzeichnen-wichtiges-abkommen-zur-energiepartnerschaft>

Diario Regional de Aysén (2021): *Melinka podría quedarse sin luz eléctrica en plena cuarentena* <https://www.diarioregionalAysen.cl/noticia/actualidad/2021/04/melinka-podria-quedarse-sin-luz-electrica-en-plena-cuarentena>

E-LAND (2021): *E-LAND Horizon 2020. Novel solutions for decarbonised energy islands*, disponible en: <https://elandh2020.eu/>

Electricidad (2018): Cámara de Diputados aprueba proyecto de Ley de Generación Distribuida, disponible en: <http://www.revistaei.cl/2018/08/24/camara-diputados-aprueba-proyecto-ley-generacion-distribuida/>

Electricidad (2018): Estos son los principales cambios del proyecto de ley que modifica la generación distribuida, disponible en: <http://www.revistaei.cl/2018/08/03/estos-los-principales-cambios-del-proyecto-ley-modifica-la-generacion-distribuida/>

Electricidad (2020): Puerto Williams tendrá el primer hospital de la Patagonia con techo fotovoltaico, disponible en: <https://www.revistaei.cl/2020/10/29/puerto-williams-tendra-el-primer-hospital-de-la-patagonia-con-techo-fotovoltaico/>

Electricidad (2021): Gobierno asegura que hay 40 interesados en instalar proyectos relacionados al hidrógeno verde en el país, disponible en: <https://www.revistaei.cl/2021/03/04/gobierno-asegura-que-hay-40-interesados-en-instalar-proyectos-relacionados-al-hidrogeno-verde-en-el-pais/>

Electromov (2020): *Hidrógeno verde: te contamos sobre el nuevo piloto que se proyecta en Chile*, disponible en: <https://www.electromov.cl/2020/07/01/hidrogeno-verde-te-contamos-sobre-el-nuevo-piloto-que-se-proyecta-en-chile/>

Emol (2016): *Por qué la generación eléctrica residencial no ha logrado prender en Chile*, disponible en: <http://www.emol.com/noticias/Economia/2016/03/09/792145/balance-de-la-ley-de-generacion-ciudadana.html>

Energía Abierta (2021): *Reporte Mensual Sector energético Mayo 2021*, disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/05/RMensual_v202105.pdf

Energía Abierta (2019): *Reporte Mensual ERNC Julio 2019*, disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/07/RMensual_ERNC_v201907.pdf

Energía Abierta (2021): Capacidad instalada, disponible en <http://energiaabierta.cne.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>

Energía Abierta (2019): Generación Bruta en Sistemas Medianos, disponible en: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/241243/generacion-bruta-en-sistemas-medianos/>

Energía Estratégica (2020): Parque fotovoltaico en Chile primero en el mundo en ofrecer servicios complementarios a la red de forma automatizada, disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/parque-fotovoltaico-en-chile-primero-en-el-mundo-en-ofrecer-servicios-complementarios-a-la-red-de-forma-automatizada/>

Ministerio de Energía (2021): *Ponle Energía a tu Empresa*, disponible en: <https://atencionciudadana.minenergia.cl/tramites/informacion/50>

ESMAP y Grupo del Banco Mundial (2020): *Green Hydrogen in Developing Countries*

Espinoza, C. (2015): Consumo eléctrico se cuadruplicó en 20 años, disponible en: <http://www.revistaei.cl/2015/08/03/consumo-electrico-se-cuadruplico-en-20-anos/>

Fenés, G. (2019): *Energía Estratégica Chile*, disponible en: <https://www.guiachileenergia.cl/cae-la-tasa-de-crecimiento-de-generacion-distribuida-con-energias-renovables-en-chile/>

Fraunhofer Chile Research Foundation (2019): *Presentación del seminario «Hidrógeno» 08.11.2019*

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (2020): *Photovoltaics report*, S.39

Fundación Chile (2021): *Chile quiere impulsar un auge del hidrógeno verde con un fondo de 300 millones*, disponible en <https://fch.cl/noticias/chile-quiere-impulsar-un-auge-del-hidrogeno-verde-con-un-fondo-de-300-millones/>

Fundación Chile (2021): Ministerio de Energía promueve formación de capital humano en el sector, disponible en: <https://fch.cl/noticias/ministerio-de-energia-promueve-formacion-de-capital-humano-en-el-sector/>

GiZ (2019): Klar zur Wende: Chile setzt auf erneuerbare Energien [Listos para el cambio, Chile apuesta por las energías renovables], disponible en: https://www.giz.de/de/mit_der_giz_arbeiten/81233.html

Gobierno de Chile (2020): Estrategia nacional de hidrógeno verde, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

Gobierno de Chile (2020): National Green Hydrogen Strategy, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf

Gobierno de Chile (2019): Presidente presenta «Ruta de la luz» para llevar electricidad a familias sin energía: «Trae una nueva vida a tantos chilenos», disponible en: <https://prensa.presidencia.cl/comunicado.aspx?id=96284>

Gobierno Regional de Aysén (2021): *Información Regional*, disponible en: http://www.goreAysén.cl/controls/neochannels/neo_ch28/neoch28.aspx

Guía Chile Energía (2020): Nuevos generadores se suman a los respaldos eléctricos de los Hospitales de Atacama, disponible en: <https://www.guiachileenergia.cl/nuevos-generadores-se-suman-a-los-respaldos-electricos-de-los-hospitales-de-atacama/>

Hawel, Evelin. Departamento de Empresas Alemanas de la DEG. Correspondencia del 03.07.2017.

Hermann Meier, Christian Fünfgeld, Thomas Adam, Bernd Schieferdecker (1999): Repräsentative VDEW-Lastprofile [Perfiles de carga representativos de la VDEW]. Frankfurt (Main), VDEW, Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Cátedra de Economía de la Energía, disponible en: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>

Hoffmann, Martha M., Duc, Pierre-Francois, Haas, Sabine, & Dunks, Ciara (2021): Multi-Vector Simulator (Version v1.0.0). Zenodo., disponible en: <http://doi.org/10.5281/zenodo.4883683>

Hugh Rudnick van de Wyngard (2013): Incorporación de Energías Renovables a Sistemas Medianos en Chile, disponible en: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/renoSM/home.html>

In-Data (2018): *Informe final de uso de la energía de los hogares Chile 2018*, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_caracterizacion_residencial_2018.pdf

In-Data (2020): Informe final Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados, S. 72, disponible en: <https://www.comitesolar.cl/wp-content/uploads/2020/06/Informe-Final-Espan%CC%83ol-Mercado-de-Hidrogeno-Verde-enChile-1.pdf>

Instituto Chileno de Tecnologías Limpias, disponible en: [Instituto de Tecnologías Limpias | \(ictl.cl\)](http://www.ictl.cl)

Instituto Nacional de Estadísticas (2018): Censo 2017, disponible en: <https://www.inec.cl/estadisticas/sociales/censos-de-poblacion-y-vivienda/poblacion-y-vivienda>

Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, disponible en: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R10>

Instituto Nacional de Estadística (2017): Resultados CENSO 2017, disponible en: <http://resultados.censo2017.cl/Region?R=R12>

Entrevista con el experto Oscar Barahona, Subdirector de Ventas y Proyectos de la empresa Cummins, 24.06.21

Entrevista con el experto Pablo Carrera, ingeniero en la empresa Kolff, 02.08.21

Entrevista con el experto Rodrigo Ariztía, 28.06.21

Entrevista con representantes de Multiexport

IRENA (2020): *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

IWR (2021): *Dekarbonisierung: Deutschland und Chile wollen Task-Force Wasserstoff gründen*, [Descarbonización: Alemania y Chile quieren crear un grupo de trabajo sobre el hidrógeno], Solarbranche.de, disponible en: <https://www.solarbranche.de/news/ticker/dekarbonisierung-deutschland-und-chile-wollen-task-force-wasserstoff-gruenden-artikel3391>

Jander, G. & H. Spandau (1977): *Nomenklatur anorganischer Verbindungen* [Nomenclatura de los compuestos inorgánicos], en: *Kurzes Lehrbuch der anorganischen und allgemeinen Chemie*, *Kurzes Lehrbuch der anorganischen und allgemeinen Chemie* [Manual corto de química inorgánica y general], pág. 171.

Kempkens, W. (2020): *Chile auf dem Weg zum Wasserstoff-Weltmeister* [Chile va camino de convertirse en el campeón mundial de hidrógeno], disponible en: <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/erneuerbare-energien/chile-auf-dem-weg-zum-wasserstoff-weltmeister/>

Jorge Muñoz Sepúlveda (2017): *Sistemas Medianos operados por EdelAysén y Sagesa*, disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/11/Presentaci%C3%B3n-SAESA.pdf>

Juan Carlos Osorio-Aravena, Arman Aghahosseini, Dmitrii Bogdanov, Upeksha Caldera, Narges Ghorbani, Theophilus Nii Odai Mensah, Siavash Khalili, Emilio Muñoz-Cerón, Christian Breyer (2021): *The impact of renewable energy and sector coupling on the pathway towards a sustainable energy system in Chile*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111557>.

Kempkens, W. (2020): *Chile auf dem Weg zum Wasserstoffweltmeister* [Chile va camino de convertirse en el campeón mundial de hidrógeno], disponible en: <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/erneuerbare-energien/chile-auf-dem-weg-zum-wasserstoff-weltmeister/>

KfW DEG (2017): *Finanzierung von Machbarkeitsstudien* [Financiamiento de los estudios de viabilidad], disponible en: <https://www.deginvest.de/DEG-Dokumente/Unsere-L%C3%B6sungen/F%C3%B6rderprogramme/Finanzierung-von-Machbarkeitsstudien-%C3%9Cberblick-2016-10.pdf>

La Tercera (2018): *El camino de Chile hacia una educación dual cada vez más activa*, disponible en: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/camino-chile-hacia-una-educacion-dual-vez-mas-activa/341259/>

Liebgott, M. (2020): *Grüner Wasserstoff aus Chile für unter 1,60 Dollar pro Kilogramm* [Hidrógeno verde de Chile por menos de 1,60 dólares el kilo], disponible en: <https://energyload.eu/energiewende/international/gruner-wasserstoff-chile/>

Meyer, M. und Jung, W. (2012): *Chilenische Regierung stellt neues Energiekonzept vor* [El gobierno chileno presenta un nuevo concepto energético], disponible en: https://www.kas.de/c/document_library/get_file?uuid=6f7a9c7f-c821-5e18-bd71-327648afd608&groupId=252038

Minería Chilena (2018): Dos consorcios probarán en Chile inédita tecnología: construirán motores a hidrógeno para la industria minera, disponible en: <http://www.mch.cl/2018/03/05/dos-consorcios-probaran-chile-inedita-tecnologia-construiran-motores-hidrogeno-la-industria-minera/#>

Ministerio de Educación (2021): Educación superior TP, disponible en: <https://educacionsuperior.mineduc.cl/educacion-superior-tp/>

Ministerio de Energía (2015): *Energía 2050*, disponible en: http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf

Ministerio de Energía (2020): *Estrategia Nacional Hidrógeno Verde*, disponible en https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

Ministerio de Energía (2020): *Formulario 1 Descripción del Sistema de Autogeneración de Energía Eléctrica* Exp.658-ORD.462 GORE Aysén - Solicita cálculo de subsidio Melinka y Repollal

Ministerio de Energía (2019): Mapa de Vulnerabilidad Energética, pág. 17, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf

Ministerio de Energía (2020): National Green Hydrogen Strategy, pág. 15, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf

Ministerio de Energía (2021): *Planificación Energética de Largo Plazo - Emisiones del sector energético*, disponible en: <https://energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-emisiones-del-sector-energetico>

Ministerio de Energía (2020): *Resolución Exenta Subsecretarial N° 47/2020: Reconoce sistema autogeneración Melinka y Repollal, comuna de Gauitecas y determina monto de Subsidio para su operación para el año 2020*

Ministerio de Energía (2018): *Ruta Energética 2018-2022*, disponible en: <https://energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf>

Ministerio de Energía (2021): SEGÚN ESTUDIO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA: Región de Magallanes podría llegar a producir el 13% hidrógeno verde del mundo con energía eólica, disponible en: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/segun-estudio-del-ministerio-de-energia-region-de-magallanes-podria-llegar-producir-el-13-hidrogeno-verde-del-mundo-con-energia-eolica>

Ministerio de Energía (2019): *Seminario Concentración Solar de Potencia*, disponible en: <https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/csetdocument/presentaciones/02-05-2019/190425%20JBustos%20Ministerio%20de%20Energia.pdf>

Ministerio de Energía (2020): *Estrategia Nacional Hidrógeno Verde*, disponible en https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Eólico*, disponible en: <http://eolico.minenergia.cl/exploracion>

Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2021): *Explorador Solar*, disponible en: <http://solar.minenergia.cl/exploracion>

Multiexport Foods (2021): Memoria anual 2020, disponible en: https://www.cmfc Chile.cl/sitio/aplic/serdoc/ver_sgd.php?s567=9d76e7d059c0314faec727572d595d2cVFdwQmVV_MVVVRVEJOUkVWNVQxUkZlVTISUFQwPQ==&secuencia=-1&t=1628635181

Multiexport Foods (2021): Reporte de Sustentabilidad 2020, S. 14, disponible en: <https://www.multiexportfoods.com/wp-content/uploads/2021/06/Reporte-de-Sustentabilidad-2020-Multiexport-2.pdf>

NOW (2020): *Factsheet. Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in Indien* [Tecnología de hidrógeno y pilas de combustible en la India], disponible en: <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/now-factsheet-wasserstoff-und-brennstoffzellen-in-indien/>

N.N. (2020): *Kilowatt Peak. Was wird damit gemessen?* [Kilovatio pico: ¿Qué se mide con él?], disponible en: <https://www.wohnnet.at/energie/strom/kilowatt-peak-20514>

oemof developer group (2020): *oemof.solph - a model generator for energy systems - v0.4.1 (v0.4.1)*. Zenodo, disponible en: <https://doi.org/10.5281/zenodo.3906081>

Openstreetmap (2021): Melinka, disponible en: <https://www.openstreetmap.org/node/214202132>

PV Magazine (2021): Ideal, parte de Bimbo en Chile, ya funciona al 100% con renovables, disponible en: <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/05/11/ideal-parte-de-bimbo-en-chile-ya-funciona-al-100-con-renovables/>

Reiner Lemoine Institut gGmbH (2021): Reiner Lemoine Institut – Investigación para las energías renovables, disponible en: <https://reiner-lemoine-institut.de/>

Reporte Minero (2020): 3 proyectos piloto de hidrógeno verde se desarrollan en la industria minería nacional, disponible en: <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2020/10/3-proyectos-piloto-de-hidrogeno-verde-se-desarrollan-en-la-industria-mineria-nacional>

Reporte Sostenible (2020): Producción de Hidrógeno Verde en Chile, la ruta hacia la sustentabilidad energética, disponible en: <http://reportesostenible.cl/hidrogeno-verde-el-combustible-de-hoy/produccion-de-hidrogeno-verde-en-chile-la-ruta-hacia-la-sustentabilidad-energetica/>

Review Energy (2021): Energías Renovables no convencionales en Chile representarán al 40 % de la matriz en 2030 y un 100 % en 2050, disponible en: <https://www.review-energy.com/solar/energias-renovables-no-convencionales-en-chile-representaran-al-40-de-la-matriz-en-2030-y-un-100-en-2050>

Revista Electricidad (2017): El futuro de los sistemas eléctricos medianos, disponible en: <https://www.revistaei.cl/reportajes/futuro-los-sistemas-electricos-medianos/>

Revista Electricidad (2019): *Foronor 2019 - hidrógeno verde en minería aportaría 20 % en meta de carbono neutralidad*, disponible en: <http://www.revistaei.cl/2019/10/02/foronor-2019-hidrogeno-verde-en-mineria-aportaria-20-en-meta-de-carbono-neutralidad/#>

Romero, A. (2014): *Agenda de Energía – un Desafío País, Progresos para Todos*, disponible en: http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/Documentos/AgendaEnergia.pdf

Subsecretaría de Relaciones Económicas Internacionales (2021): Acuerdos Comerciales Vigentes, disponible en: <https://www.subrei.gob.cl/acuerdos-comerciales/acuerdos-comerciales-vigentes>

Uwe Krien, Simon Hilpert, Cord Kaldemeyer, Stephan Günther, Caroline Möller, Guido Pleßmann, Steffen Peleikis, Clemens Wingenbach, Birgit Schachler, Wolf-Dieter Bunke, Elisa Papadis, Elisa Gaudchau, & Christian Fleischer (2016): *oemof v0.1.1*. Zenodo., disponible en: <https://doi.org/10.5281/zenodo.276054>

Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI) (2019): *Brennstoffzellen und Batteriefahrzeuge. Bedeutung für die Elektromobilität* [Vehículos con pilas de combustible y baterías. Importancia para la electromovilidad], disponible en:

[https://www.vdi.de/fileadmin/pages/vdi_de/redakteure/ueber_uns/dateien/Studie Brennstoffzellen und Batteriefahrzeuge .pdf](https://www.vdi.de/fileadmin/pages/vdi_de/redakteure/ueber_uns/dateien/Studie_Brennstoffzellen_und_Batteriefahrzeuge_.pdf)

Villanueva, Elena (2020): *E-Mail del 02. April 2020 de Elena Villanueva del Ministerio de Energía enviado a Mauricio Quezada y formulario Exp.658-ORD.462 GORE Aysén - Solicita cálculo de subsidio Melinka y Repollal*

Wikipedia (2021): Región de Aysén, disponible en: https://de.wikipedia.org/wiki/Regi%C3%B3n_de_Ays%C3%A9n

Anexo

Tabla 10: Catastro de microrredes en Chile¹⁷⁷

Región	Comuna	Nombre de la red	X UTM	Y UTM	Hogares	Zona clim.a chil.	Consumo [kWh]
Tarapacá	Huara	Mini Miñe	428030,5286	7878742,873	10	1	14280
Tarapacá	Colchane	Enquelga	520523,8971	7873815,335	27	1	38556
Tarapacá	Huara	Suca	416404,0114	7869602,427	-	1	-
Tarapacá	Colchane	Colchane	538059,6122	7868616,607	-	1	-
Tarapacá	Colchane	Ancovinto	543212,5892	7854398,446	18	1	25704
Tarapacá	Huara	Soga	464586,1839	7847454,103	7	1	9996
Tarapacá	Colchane	Ancuaque	529189,1094	7841011,141	31	1	44268
Tarapacá	Huara	Chiapa	478305,211	7839662,389	-	1	-
Tarapacá	Huara	Jaiña	474231,8215	7837613,609	-	1	-
Tarapacá	Huara	Aroma	465410,8842	7836789,188	-	1	-
Tarapacá	Colchane	Villa Blanca	536801,8568	7833452,058	30	1	42840
Tarapacá	Huara	Sotoca	475530,3011	7833168,137	-	1	-
Tarapacá	Huara	Chusmiza	480255,9417	7823496,518	-	1	-
Tarapacá	Huara	Huasquiña	458110,7823	7816647,269	-	1	-
Tarapacá	Huara	Achacagua	483071,1307	7812880,039	-	1	-
Tarapacá	Huara	Sibaya	481869,6471	7812585,141	-	1	-
Tarapacá	Huara	Limaxiña	480613,5587	7812148,131	12	1	17136
Tarapacá	Huara	Huaviña	476638,1658	7811177,511	-	1	-
Tarapacá	Huara	Mocha	471250,3644	7809300,289	-	1	-
Tarapacá	Pica	Lirima	515173,1486	7805330,807	10	1	14280
Tarapacá	Pica	Cancosa	541717,783	7804265,395	41	1	58548
Tarapacá	Huara	Laonzana	463759,3168	7804197,735	-	1	-
Tarapacá	Huara	Coscaya	485452,7278	7803496,075	-	1	-
Tarapacá	Huara	Poroma	480937,5581	7802719,6	-	1	-
Tarapacá	Pozo Almonte	Parca	478672,6154	7787094,262	54	1	77112
Tarapacá	Pozo Almonte	Quipisca	463715,9082	7781715,541	-	1	-
Tarapacá	Pozo Almonte	Macaya	481213,8788	7773597,489	23	1	32844
Tarapacá	Pozo Almonte	Huatacondo	494312,8683	7685785,415	20	1	28560
Antofagasta	Ollagüe	Ollagüe	577261,7369	7652651,799	97	1	138516
Antofagasta	María Elena	Quillagua	444842,9749	7604580,789	120	1	171360
Antofagasta	Ollagüe	Ascotán	577529,9532	7600601,89	-	1	-
Antofagasta	Calama	Cupo	570625,139	7554254,087	13	1	18564
Antofagasta	Calama	Toconce	585707,1462	7537561,632	25	1	35700

¹⁷⁷ Fernández Petzel, J. (2021): Factibilidad técnico-económica del uso de aerogeneradores reacondicionados para proyectos eólicos bajo 1-2 MW., unter: <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/180504> (fecha de visita: 05.08.2021).

Antofagasta	Calama	Ayquina	569739,2137	7536073,237	120	1	171360
Antofagasta	Calama	Caspana	581158,0264	7529340,009	50	1	71400
Antofagasta	San Pedro de Atacama	Río Grande	585619,5126	7494719,819	33	1	47124
Antofagasta	Mejillones	Caleta Hornitos	367118,2362	7464695,324	-	1	-
Antofagasta	San Pedro de Atacama	San Pedro De Atacama	585407,3619	7460246,931	850	1	1213800
Antofagasta	San Pedro de Atacama	Toconao	601511,4813	7434481,859	414	1	591192
Antofagasta	San Pedro de Atacama	Talabre	613456,5464	7421070,817	18	1	25704
Antofagasta	San Pedro de Atacama	Camar	605908,1736	7410830,857	17	1	24276
Antofagasta	San Pedro de Atacama	Socaire	613082,4982	7390122,742	70	1	99960
Antofagasta	San Pedro de Atacama	Peine	596164,9262	7380359,647	120	1	171360
Atacama	Chañaral	Caleta Pan De Azúcar	333891,1962	7107500,768	-	1	-
Coquimbo	La Serena	Almirante Latorre	310354,1369	6719674,653	100	2	224100
Valparaíso	Isla de Pascua	Isla De Pascua	-3697345,508	6232870,193	-	2	-
Valparaíso	Juan Fernández	Isla Robinson Crusoe	-413367,2816	6233504,218	257	2	575937
Maule	Colbún	El Mally	323876,8694	6014775,942	20	4	35140
Biobío	Coronel	Isla Santa María	98294,78643	5889699,11	460	4	808220
Biobío	Lebu	Isla Mocha	71693,32364	5737229,59	250	4	439250
Los Lagos	Cochamó	Paso El León	261536,1375	5400427,885	19	6	34067
Los Lagos	Cochamó	Sotomó	211586,8696	5377856,68	-	6	-
Los Lagos	Cochamó	Valle El Frío	258711,9752	5374518,283	19	6	34067
Los Lagos	Calbuco	Isla Quenu	155610,8035	5359976,859	157	6	281501
Los Lagos	Cochamó	Llanada Grande	259529,0903	5356728,756	105	6	188265
Los Lagos	Calbuco	Isla Tabon	156276,3726	5351747,568	157	6	281501
Los Lagos	Hualaihué	Isla Llanichid	202377,1861	5337973,836	21	6	37653
Los Lagos	Cochamó	Segundo Corral	262996,0867	5337772,069	19	6	34067
Los Lagos	Quemchi	Isla Aulín	158148,9651	5311304,18	32	6	57376
Los Lagos	Quemchi	Cheñiao capilla	149267,045	5310803,814	16	6	28688

Los Lagos	Quemchi	Cheñiao los pinos	151176,2086	5310335,915	23	6	41239
Los Lagos	Quemchi	Voigue estero	153191,6618	5309213,684	44	6	78892
Los Lagos	Quemchi	Isla Mechuque la vega	149919,7857	5309047,307	88	6	157784
Los Lagos	Quemchi	Voigue capilla	152261,6879	5308058,569	31	6	55583
Los Lagos	Quemchi	Isla Mechuque villa	147910,1126	5306330,234	76	6	136268
Los Lagos	Quemchi	Isla Mechuque nueva villa	148953,7874	5306271,301	45	6	80685
Los Lagos	Quemchi	Isla Taucolon	153182,5705	5305434,837	19	6	34067
Los Lagos	Quemchi	Metahue	160015,7307	5304420,723	227	6	407011
Los Lagos	Quemchi	Isla Añihue	152308,0015	5303905,611	79	6	141647
Los Lagos	Quemchi	Isla Tac	160368,6737	5297900,177	80	6	143440
Los Lagos	Quinchao	Isla Linlin	134923,4401	5295517,559	144	6	258192
Los Lagos	Chaitén	Ayacara	195376,596	5296111,225	70	6	125510
Los Lagos	Quinchao	Isla Llingua	133314,1641	5292213,989	112	6	200816
Los Lagos	Quinchao	Isla Meulin	145939,3108	5292582,951	147	6	263571
Los Lagos	Quinchao	Isla Teuquelin	151500,2372	5290062,863	13	6	23309
Los Lagos	Quinchao	Isla Quenac	141767,6357	5286635,176	160	6	286880
Los Lagos	Quinchao	Isla Caguach	149772,8044	5284370,382	126	6	225918
Los Lagos	Castro	Isla Chelín	129522,7371	5273485,401	115	6	206195
Los Lagos	Quinchao	Isla Alao	149972,5897	5273623,599	128	6	229504
Los Lagos	Quinchao	Isla Apiao	155095,737	5272179,787	202	6	362186
Los Lagos	Castro	Isla Quehui	128685,6173	5268565,091	281	6	503833
Los Lagos	Chaitén	Isla Chulín	171240,5453	5270525,673	115	6	206195
Los Lagos	Quinchao	Isla Chaulinec	151162,2441	5267830,817	178	6	319154
Los Lagos	Chaitén	Isla Chuit	165859,1373	5267015,248	19	6	34067
Los Lagos	Chaitén	Talcán norte	169842,6457	5264902,972	10	6	17930
Los Lagos	Chaitén	Isla Imerquiña	164568,2902	5264332,362	4	6	7172
Los Lagos	Chaitén	Autení-Nayahué	166478,6857	5259236,759	24	6	43032
Los Lagos	Chaitén	Talcán centro	175726,6963	5259552,156	18	6	32274
Los Lagos	Chaitén	Talcán sur	177613,3096	5255279,428	8	6	14344
Los Lagos	Queilén	Isla Acuy	138156,8054	5237699,019	28	6	50204
Los Lagos	Quellón	Isla Chaullín	138358,1841	5222828,252	34	6	60962
Los Lagos	Quellón	Isla Cailin	129210,572	5208108,757	160	6	286880
Los Lagos	Quellón	Isla Laitec	127249,5699	5202574,599	115	6	206195

Los Lagos	Quellón	Isla Coldita	120105,1881	5201485,085	90	6	161370
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Cisnes	Raúl Marín Balmaceda	181878,557	5144449,748	150	7	287400
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Guaitecas	Melinka	117944,1336	5128739,972	476	7	912016
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Cisnes	Melimoyu	170252,7575	5107651,21	21	7	40236
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Cisnes	Puerto Gala	164563,5581	5090807,109	102	7	195432
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Lago Verde	Amengual-La Tapera	246053,0951	5039811,247	69	7	132204
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Cisnes	Puerto Cisnes	208845,5036	5035097,581	#N/D	7	#N/D
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Cisnes	Puerto Gaviota	160228,6505	5019397,449	60	7	114960
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Aisén	Isla Huichas	144631,1412	4988706,028	367	7	703172
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	Tortel	Caleta Tortel	159810,281	4695314,244	230	7	440680
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	O'Higgins	Villa O'Higgins	236238,3891	4624258,541	10	7	19160
Magallanes y de la Antártica Chilena	Natales	Puerto Edén	105537,6476	4544052,49	55	7	105380
Magallanes y de la	Torres del Paine	Villa Cerro Guido	256939,8337	4350615,511	16	7	30656

Antártica Chilena							
Magallanes y de la Antártica Chilena	Natales	Puerto Prat	248122,2835	4273905,141	21	7	40236
Magallanes y de la Antártica Chilena	Natales	Renoval	299620,27	4230556,182	24	7	45984
Magallanes y de la Antártica Chilena	San Gregorio	Villa Punta Delgada	453058,6456	4203430,6	83	7	159028
Magallanes y de la Antártica Chilena	Laguna Blanca	Villa Tehuelches	335934,1189	4188458,941	47	7	90052
Magallanes y de la Antártica Chilena	Primavera	Bahía Azul	464605,6011	4183605,292	1	7	1916
Magallanes y de la Antártica Chilena	Río Verde	Villa Ponsomby	333383,6756	4163657,338	19	7	36404
Magallanes y de la Antártica Chilena	Primavera	Cerro Sombrero	480388,1773	4151714,445	10	7	19160
Magallanes y de la Antártica Chilena	Timaukel	Villa Cameron	457213,3369	4056280,019	25	7	47900
Magallanes y de la Antártica Chilena	Timaukel	Pampa Guanaco	512871,4431	4010751,144	10	7	19160
Magallanes y de la Antártica Chilena	Cabo de Hornos	Puerto toro	622836,5935	3894231,178	14	7	26824
Arica y Parinacota	General Lagos	Visviri	448853,8112	8054571,406	-	1	-
Arica y Parinacota	Putre	Caquena	478779,1797	8003661,11	40	1	57120
Arica y Parinacota	Putre	Copaquilla	433600,353	7965375,662	15	1	21420
Arica y Parinacota	Putre	Guallatire	483703,4574	7954647,549	35	1	49980
Arica y Parinacota	Putre	Timalchaca	456146,3547	7934317,552	30	1	42840

Arica y Parinacota	Camarones	Cobija	438647,3211	7927858,34	25	1	35700
Arica y Parinacota	Camarones	Timar	427050,6104	7926578,328	40	1	57120
Arica y Parinacota	Camarones	Chitita	427773,491	7918039,06	18	1	25704
Arica y Parinacota	Camarones	Cerro Blanco Ofragia	417751,6227	7917593,808	3	1	4284
Arica y Parinacota	Camarones	Parcohaylla	477509,9997	7912667,432	17	1	24276
Arica y Parinacota	Camarones	Esquiña	444094,5309	7906033,813	-	1	-
Arica y Parinacota	Camarones	Illapata	446265,0789	7905243,383	12	1	17136
Arica y Parinacota	Camarones	Caleta Camarones	367236,1398	7877313,399	25	1	35700

Aviso legal

Editor

AHK Chile
El Bosque Norte 0440, Of. 601
Las Condes, Santiago de Chile
Tel: +56 2 3284 8500
E-Mail: chileinfo@camchal.cl
<https://chile.ahk.de/>

Autores

Hoffmann, Martha (Reiner Lemoine Institut gGmbH)
Meyer, Christoph (AHK Chile)
Ortiz, Mar (AHK Chile)
Schüttler, Annika (AHK Chile)

Redacción

AHK Chile
El Bosque Norte 0440, Of. 601
Las Condes, Santiago de Chile
Tel: +56 2 3284 8500
E-Mail: chileinfo@camchal.cl
<https://chile.ahk.de/>

Diseño

AHK Chile
El Bosque Norte 0440, Of. 601
Las Condes, Santiago de Chile
Tel: +56 2 3284 8500
E-Mail: chileinfo@camchal.cl
<https://chile.ahk.de/>

Estado de versión

Agosto de 2021

Fuentes de imágenes

Foto de portada: iStock, Fotógrafo: jeremyiswild

En cooperación con

Reiner Lemoine Institut gGmbH

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

