

Santiago, 11 de octubre de 2022



Informe preparado para el Banco Mundial

PROPUESTA DE SISTEMA DE CUOTAS DE ENERGÍAS RENOVABLES EN COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GASEOSOS Y MECANISMOS PARA INCENTIVAR USO DE HIDRÓGENO EN CHILE

Autores:

Pedro Barria Schulz

Miguel Pérez de Arce



Resumen Ejecutivo

Este informe presenta una propuesta de marco regulatorio para implementar una exigencia de cuotas mínimas de energías renovables en el mercado de los combustibles en Chile. Para realizar el diseño se analizaron las experiencias de la Unión Europea, Alemania y el Estado de California (Estados Unidos). Se definieron cuotas indicativas en base a la proyección de demanda energética del Ministerio de Energía y se determinó la infraestructura requerida para producir la demanda de hidrógeno renovable proyectada a 2050 y distribuir el hidrógeno renovable.

Principales lineamientos de sistemas de cuotas en Unión Europea y California

A continuación, se detallan algunas de las conclusiones que se han levantado por los reguladores de los casos analizados a nivel internacional, respecto a la incorporación de energías renovables en el mercado energético:

- i) **Alcanzar las metas de reducción de emisiones de GEI, a través de la incorporación de energías renovables requiere un cuidadoso equilibrio entre metas, fijación de precios del carbono, normas y medidas de apoyo a los sectores más vulnerables.** Una dependencia excesiva de políticas reglamentarias reforzadas daría lugar a cargas económicas innecesariamente elevadas. Por otra parte, la fijación de precios del carbono, ya sea por fijación de parte del Estado o por un Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE), por sí sola no superaría las deficiencias persistentes del mercado ni las barreras no relacionadas con el mercado, tales como el proceso de aprobación de los proyectos requeridos o la necesidad de estándares para un despliegue de infraestructura de recarga para nuevas energías.
- ii) **La infraestructura de distribución es uno de los factores claves para el despliegue de las energías renovables (electricidad o hidrógeno) y requiere apoyo del Estado en las primeras etapas.** La experiencia internacional muestra que en este ámbito se requiere un fuerte impulso del Estado, para generar las condiciones mínimas que permitan a los usuarios el desplazamiento con vehículos que utilizan las nuevas energías. Para aportar financiamiento, el Estado exige ciertas condiciones mínimas, tales como asegurar suministro o ubicación en ciertas áreas geográficas, entre otras.
- iii) **Tanto Europa como California utilizan una base cuantitativa para definir las metas de reducción de emisiones y las medidas de mitigación que implementarán en cada sector que genera las emisiones de GEI.** En el caso de Europa se trata del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, con un ciclo de planificación de 10 años, mientras que en California se denomina "Scoping Plan" con un ciclo de planificación cada 5 años. A través de estos planes cuantitativos, se fijan los objetivos que se establecerán como metas de incorporación de energías renovables, considerando entre otros factores, los costos marginales de reducción de las emisiones de GEI, las metas en cada uno de los distintos sectores de la economía, así como la factibilidad técnica y consideraciones de aseguramiento del abastecimiento energético.

- iv) **En Europa se ha observado que los sectores no cubiertos por el RCDE han mostrado menor avance en la reducción de emisiones de GEI, en comparación con los que si están incluidos.**¹ El RCDE entró en operación en 2005 e incorporó los siguientes sectores: Actividades energéticas (Instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW, Refinerías de petróleo, Coquerías); Producción y transformación de metales férreos; instalaciones de fabricación de cemento, vidrio, productos cerámicos; Instalaciones industriales destinadas a fabricación de papel y cartón con una capacidad de producción de más de 20 toneladas diarias. Europa está incorporando al RCDE a sectores como el transporte, edificios, el sector marítimo y aviación, los que inicialmente no estaban considerados.

Propuesta de marco regulatorio para sistema de cuotas en Chile

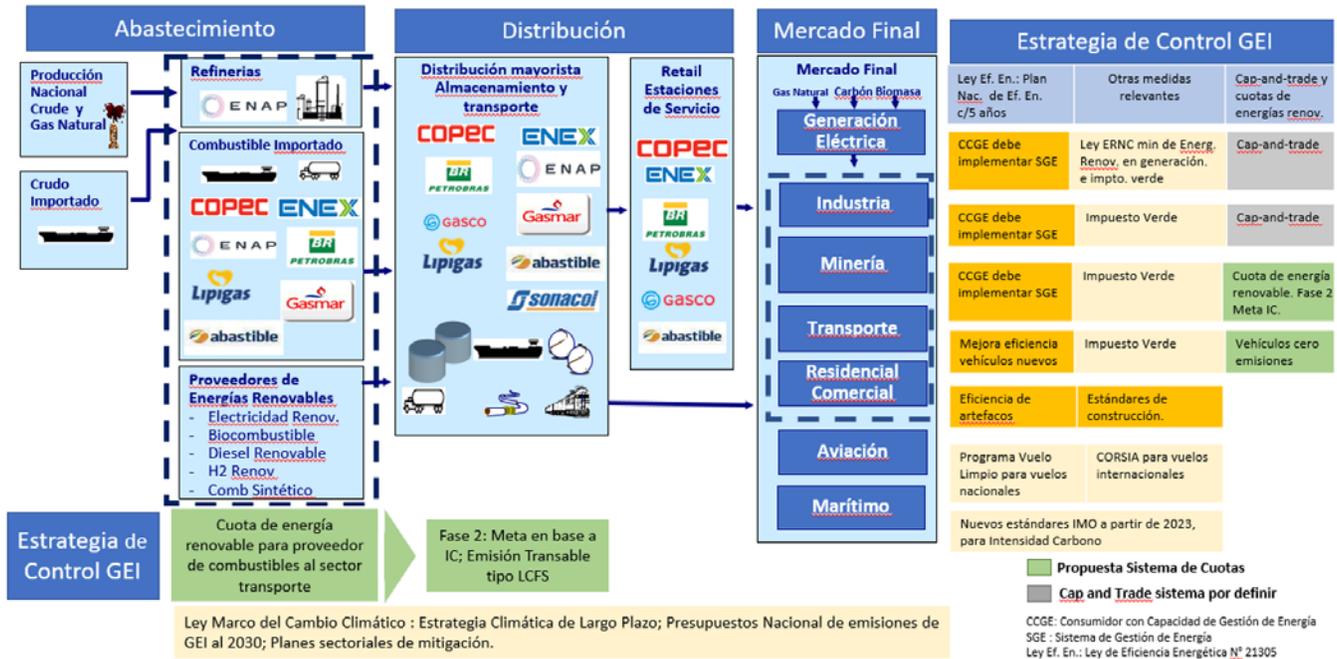
Basados en el levantamiento de la experiencia internacional, la propuesta del marco regulatorio para implementar un sistema de cuotas en Chile contempla establecer un mínimo de energía renovable para los sectores de transporte terrestre por carretera y ferroviario (en adelante transporte o TTCF) y minería. Al igual que lo definido en los marcos regulatorios de Europa y California, se propone que el responsable de cumplir con el mínimo de energía renovable para el sector transporte sea el proveedor de energía, entendiéndose como proveedor el primer vendedor de la energía en el mercado de combustibles en el país.² En el caso de la minería se propone que los responsables de cumplir con la cuota de energía renovable sean los consumidores finales, quienes tienen la opción de elegir la fuente de abastecimiento de energía renovable que mejor se ajuste a las necesidades del proceso. La cuota será exigida a cada empresa proveedora de la energía del sector transporte y a todas aquellas que desempeñan actividades en el sector minero. Como referencia la Ley de Eficiencia Energética, establece que sólo estarán sujetas a dicha regulación, las empresas que registren un consumo igual o superior a 50 Tera calorías por año. Tomando como referencia este criterio, para el caso de las empresas mineras, se debería definir un umbral de consumo mínimo de energía para aplicar esta regulación. El objetivo es aplicar el marco regulatorio a la mediana y gran minería, y aquellas empresas de la cadena de valor de alto consumo energético. Este sistema de cuotas de energías renovables en combustibles (en recuadros verdes en la Figura 1), se complementa con las demás medidas que ya se están implementando en Chile, para alcanzar la carbono neutralidad al 2050 y con otras que se podrían implementar a futuro como el sistema cap and trade para los sectores de generación de energía eléctrica e industria.

1 Report from the commission to the European Parliament and the Council on the Functioning of the European Carbon Market in 2020 pursuant to Articles 10(5) and 21(2) of Directive 2003/87/EC (as amended by Directive 2009/29/EC and Directive (EU) 2018/410)

2 El primer vendedor se refiere a quien realiza la primera venta en el país al mercado de combustibles (es decir, el combustible que cumple la normativa nacional). Es el mismo concepto que se utiliza para el pago del impuesto específico a los combustibles.

Figura 1: Cadena de Valor de Energía vs Estrategias de Control de GEI.

Fuente: Elaboración propia.



Para efectos de ser contabilizada en el cumplimiento de la cuota mínima, se entenderá por energía renovable aquella que cumpla con los requisitos mínimos de sostenibilidad exigidos en la futura normativa. Entre los criterios a exigir se debe considerar:

- Un mínimo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del ciclo de vida³ respecto del combustible fósil que reemplaza. La normativa deberá definir para los energéticos renovables más comunes una reducción según su vía de producción para su uso en Chile. Proveedores que comercialicen energéticos renovables distintos podrán demostrar ante la autoridad regulatoria, la reducción de GEI del ciclo de vida de su energético propuesto.
- El cumplimiento de criterios de sostenibilidad relacionados con la protección de tierras de elevado valor en cuanto a biodiversidad, tierras con elevadas reservas de carbono, y deberán demostrar que no generan cambio indirecto del uso de la tierra. La verificación de estas condiciones podrá estar a cargo de entidades del Estado o entidades privadas, llamadas Organismos de Certificación, que serán las encargadas de emitir los certificados correspondientes.

El marco regulatorio debe considerar flexibilidad en el cumplimiento de las cuotas mínimas de energía renovable y penalización en el caso de incumplimiento. Se recomienda que cualquier empresa incluida en el sistema de cuotas de energías renovables, pero que no esté cumpliendo la exigencia pueda:

- con un límite del 50% de su exigencia, postergar hasta en 6 meses la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario

3 Ciclo de Vida: debe considerar las emisiones de GEI (gases de efecto invernadero) desde el lugar de su producción hasta el uso final del energético. No se tendrán en cuenta las emisiones procedentes de la fabricación de maquinarias y equipos. Se deberá considerar las reducciones de emisiones de GEI derivadas de la captura y almacenamiento de CO2, en caso de existir. En todos los casos se debe considerar la misma metodología.

- acreditar cumplimiento en base a energía renovable comercializada el año anterior o adquiriendo excedentes de cumplimiento de otra compañía.

El proveedor que no acredite el cumplimiento de la obligación del porcentaje mínimo de energía renovable sostenible al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo en UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. El monto que se aplicará podrá ser determinado por un panel de expertos, que deberá ponderar todos los factores del incumplimiento, para definir el monto efectivo de la multa.

A modo de referencia, en el Estado de California⁴ la multa que se establece por incumplimiento de su normativa de energías renovables considera un monto máximo es de hasta 2,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación, equivalente a 156 dólares por cada MWh.

Cuotas de energías renovables en combustibles líquidos y gas natural

Las propuestas de cuotas de energías renovables, que se presentan en este informe, para los sectores TTCF y minería, tienen carácter indicativo y pueden ser definidas en mayor detalle a través de un análisis cuantitativo específico. Las cuotas de energía renovable y los plazos, en los cuales se proyecta cumplir, corresponden a una aplicación del marco regulatorio propuesto considerando como base la proyección de demanda energética del escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad de la Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027 del Ministerio de Energía. Para el año 2030 las proyecciones PELP indican que la cuota de energía renovable en el sector TTCF podría alcanzar a 4,1%, mientras que en el sector minería alcanzaría a 41,1%. En caso de implementarse en su totalidad todas las medidas contempladas en el escenario de diseño de cuotas (Rumbo a la Carbono Neutralidad) de la proyección de la PELP 2023-2027, incluidas las cuotas de energía renovables en el sector combustibles, se estima que se podrían obtener reducciones de emisiones de hasta 54% al año 2050, con respecto a la línea de base del año 2018. Las cifras definitivas de las cuotas deben determinarse en base a un análisis cuantitativo específico, considerando el criterio de costo-efectividad, tal como lo establece la Ley de Cambio Climático. En dicho análisis se debe determinar, entre otros aspectos, el costo medio y el costo marginal de las cuotas mínimas propuestas para los sectores TTCF y minería, la disponibilidad proyectada de las tecnologías que permitan el uso de las energías renovables, y la disponibilidad de los energéticos renovables. Por último, se debe considerar el aporte de las partes interesadas a través de mesas de trabajo.

Respecto de la cuota de energía renovable para gas natural, se recomienda promover el uso de biogás y en caso de considerarse el uso de hidrógeno renovable este no debería sobrepasar el 5% de la mezcla. La recomendación es que la incorporación de energía renovable en el gas natural se realice fomentando el desarrollo del biogás teniendo en cuenta que el biogás generado a partir de rellenos sanitarios o biomasa con posterior tratamiento, alcanza características similares al gas natural en términos de composición química y poder calorífico, lo que permite una mezcla sin límites con el gas natural fósil. Además, en el caso de los rellenos sanitarios, se captura el metano que en el caso sin captura se emitiría a la atmósfera. Si se toma la decisión de incorporar hidrógeno renovable en el gas natural, nuestra recomendación es que la mezcla no exceda al 5% como máximo, alineado

4 Low Carbon Fuel Standard Regulation, Title 17, California Code of Regulations (CCR), section 95494 Violations.

5 COM(2021) 803 final. DIRECTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno

con lo propuesto por la UE⁵. Adicionalmente, se debe analizar en mayor profundidad el impacto de una exigencia de mezcla de componentes de bajas emisiones de GEI en los precios relativos del gas natural, respecto de otros energéticos.

Se debería privilegiar el uso del hidrógeno renovable, en aquellos sectores donde presenta claras ventajas y que corresponde a los sectores de la economía más difíciles de descarbonizar, tales como: materias primas industriales, la fabricación de acero, cemento, el transporte pesado, ferrocarril, aviación y transporte marítimo. Desde el punto de vista de las emisiones de GEI el gas natural es uno de los combustibles fósil con menores emisiones de CO₂/MJ por lo que su reemplazo con alternativas de bajas emisiones (biogás o hidrógeno renovable) tiene un menor impacto en términos de las reducciones de emisiones de GEI. Aun así, en caso de imponerse una cuota para el gas natural, se recomienda priorizar la utilización de biogás.

Sistema de información y marco institucional para sistema de cuotas en Chile

La aplicación del sistema de cuota requiere implementar una serie de procesos que permitan disponer de un sistema de información y control. El primer proceso corresponde a la determinación de la meta de cuota de energía renovable, en el cual se propone que participen el Ministerio de Energía y el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad. La determinación de la cuota debe ser revisada junto con los planes quinquenales de planificación energética y medio ambiente. En un segundo proceso corresponde fiscalizar todos los procesos involucrados en el cumplimiento de la cuota de energía renovable, lo cual se propone que esté a cargo de la SEC. Debe considerarse que existen otros procesos involucrados en el sistema de cuota, tales como: establecer un Registro de Acreditación y Participación y el Traspaso de Excedentes de cumplimiento de la exigencia mínima.

Para llevar a cabo la implementación del sistema de cuotas es necesario contar con un marco institucional con la participación coordinada del sector público y privado. En relación con el sector público, es fundamental considerar la participación del Ministerio de Energía, junto con el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y la SEC. Los dos primeros deberán determinar las cuotas mientras que la SEC tiene un rol de fiscalizar y sancionar a través de una multa, si el caso lo amerita. Como parte del sector privado, participarían un Panel de Expertos, los Proveedores de Energía al sector transporte, Empresas Mineras, Organizaciones Certificadoras y la Agencia Coordinadora de Atributos Renovables (cuya creación se propone). El Panel de Expertos, quien tiene total independencia, colabora en la interpretación de la normativa y en la resolución de diferencias entre las partes involucradas. Tanto los Proveedores de Energía para el sector transporte como las empresas Mineras tienen la responsabilidad de cumplir con la cuota de energía renovable. Los Organismos Certificadores tienen la función de certificar el atributo renovable que dice relación con el porcentaje de reducción de emisiones y certificar la acreditación del cumplimiento de la cuota. La Agencia Coordinadora de Atributos Renovables tiene la función de emitir, intermediar traspasos de excedentes y cancelar atributos renovables.

Medidas Complementarias para implementación de sistema de cuotas en Chile

El marco regulatorio de cuotas de energías renovables debe complementarse con un conjunto de medidas que permitan avanzar en la incorporación de las energías renovables en los distintos sectores generadores de las emisiones de GEI. Por un lado, es necesario avanzar en la adecuación de las normas de especificaciones de calidad de gasolina y diésel, para permitir la mezcla de mayores volúmenes de combustibles renovables, por ejemplo, hasta 10% de bioetanol en gasolinas con rebasamiento en la presión de vapor, o hasta 7% de biodiésel en diésel.⁶ Por otra parte, es menester apoyar programas de desarrollo de nuevos energéticos renovables que se podrían producir en Chile y que han presentado altas tasas de crecimiento en California y Alemania, tales como biocarburantes avanzados, diésel renovable y biogás. También se debe avanzar en normativa que permita limitar las emisiones de GEI de los vehículos nuevos, lo que es una condición necesaria para avanzar en la reducción de las emisiones del sector, junto con la definición de estándares mínimos para la infraestructura de distribución. A modo de referencia en la UE⁷ se definió que las estaciones de recarga de hidrógeno de acceso público deben tener: capacidad mínima de 2 t/día; equipadas con al menos un dispensador de 700 bares; situadas a una distancia máxima de 150 km entre ellas, en las carreteras troncales prioritarias definidas por la autoridad; se suministrará hidrógeno líquido en estaciones de repostaje de acceso público situadas a una distancia máxima de 450 km entre ellas. Finalmente, considerando la experiencia de la UE, que ha propuesto como objetivo avanzar hacia impuestos específicos basados en contenido energético y desempeño ambiental, se propone modificar los impuestos específicos actuales que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1: Impuestos a los combustibles vigentes en Chile y su equivalencia en unidad energética

Fuente: Elaboración propia en base a la información que se indica e impuestos vigentes en Chile para combustibles.

Combustible	Impuesto Específico actual para los Combustibles	
	UTM/m3	euros/GJ
Gasolina Vehicular	6,0	12,03
Diésel	1,5	2,67
Gas Licuado Vehicular	1,4	3,89
Gas Natural Vehicular	1,93 (*)	3,52

(*) UTM/1000 m3

Nota: Se considera valor de UTM del mes de agosto de \$58.772 y tipo de cambio promedio del mes de agosto de 0,9874 euros/dólar.

La propuesta de la UE es avanzar hacia valores de impuestos específicos para los combustibles desde 10,75 euros/GJ para el diésel o gasolina en un extremo hasta 0,15 euros/GJ para biogás, hidrógeno renovable o electricidad, tal como se muestra en la siguiente tabla.⁸

6 Directiva 98/70/CE en la cual se muestra en Anexo I las especificaciones para gasolinas y en Anexo II las especificaciones para diésel.

7 COM(2021) 559 final. REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo

8 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_21_3662; Revisión de la Directiva sobre fiscalidad de la energía (DFE)

Tabla 2: Esquema de impuestos a combustibles propuestos por UE en base a desempeño ambiental.

Fuente: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_21_3662; Revisión de la Directiva sobre fiscalidad de la energía (DFE).

Energético	Impuesto
Combustibles fósiles convencionales, como el gasóleo, la gasolina y los biocombustibles no sostenibles	10,75 euro/GJ cuando se utilicen como carburante de automoción y 0,9 euro/GJ cuando se utilicen para calefacción
Gas Natural, GLP y los combustibles no renovables de origen no biológico, que, aunque son de origen fósil, pueden seguir prestando apoyo a la descarbonización a corto y medio plazo	7,17 euro/GJ ($2/3 * \text{Fósil}$) cuando se utilice para carburante de automoción y 0,6 euro/GJR cuando se utilice para calefacción
Biocarburantes sostenibles, pero no avanzados	5,38 euro/GJ ($1/2 * \text{Fósil}$) cuando se utilicen como carburante de automoción y 0,45 euro/GJ cuando se utilicen para calefacción.
Electricidad, independientemente de su uso; los biocarburantes sostenibles avanzados; el biogás se aplicará el tipo mínimo más bajo; combustibles renovables de origen no biológico, como el hidrógeno renovable	0,15 euro/GJ
Hidrógeno con bajas emisiones de carbono y los combustibles conexos	0,15 euro/GJ durante un período transitorio de 10 años

Diseño de infraestructura para producción y distribución de hidrógeno renovable

Para producir y distribuir los 2,0 millones de toneladas por año de hidrógeno renovable proyectadas al 2050 por la PELP 2023-2027, se estiman necesidades de inversión (CAPEX) en infraestructura de 61.840 millones de dólares (MUSD) a desarrollarse entre los años 2024 al 2050. Para el diseño preliminar de la infraestructura, se consideró la distribución de la demanda de hidrógeno renovable a lo largo del país, concentrándose ésta en un 42% entre las regiones de Valparaíso y Biobío y se consideró además que el sector del transporte mediano/pesado representa un 64% del consumo total de hidrógeno. También se consideró que existe capacidad de generación eléctrica renovable en todas las regiones del país, siendo la principal fuente de abastecimiento la energía solar fotovoltaica ubicada en la Región de Antofagasta.

Sobre esta base se diseñó una infraestructura consistente en plantas de electrólisis, conectadas a plantas de generación de energía solar fotovoltaica y eólica, distribuidas a lo largo del país con una capacidad instalada de 21.620 MW al año 2050 para cubrir las demandas de hidrógeno regionales.

Tabla 3: Capacidad total instalada de electrólisis en cada año 2025 – 2050: Escenario Diseño de Cuota.

Fuente: Elaboración propia.

Región	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Arica y Parinacota			400	600	1.000	1.000
Tarapacá		300	1.000	1.600	2.000	2.400
Antofagasta	100	600	2.000	4.200	6.600	9.300
Atacama			1.200	2.800	2.600	3.300
Coquimbo		100	400	400	400	400
Valparaíso		200	600	600	600	600
Metropolitana	100	660	1.120	1.120	1.120	1.120
O'Higgins		100	400	400	400	400
Maule		140	540	540	540	540
Biobío	40	300	700	700	700	700
Araucanía		120	220	220	220	220
Los Ríos		20	220	220	220	220
Los Lagos	20	80	480	480	480	480
Aysén		20	100	200	220	300
Magallanes	20	120	220	340	480	640
Total MW	280	2.760	9.600	13.420	17.580	21.620

Dada la disponibilidad limitada de energía renovable en la zona de mayor consumo de hidrógeno, se requiere además un centro de producción de hidrógeno renovable de 15.000 MW localizado en la Región de Antofagasta con entrada en operación hacia el 2035 destinado principalmente a suplementar el abastecimiento a la zona central.

Tabla 4: Capacidad total suplementaria instalada de electrólisis en cada año 2035 – 2050: Escenario Diseño de Cuota.

Fuente: Elaboración propia.

Región	2035	2040	2045	2050
Antofagasta para Zona Central	1.000	6.000	11.000	15.000
Total MW	1.000	6.000	11.000	15.000

El hidrógeno producido por este proyecto sería transportado por un gasoducto dedicado de 1.500 km desde la Región de Antofagasta hasta la Región Metropolitana, donde se conectaría a un gasoducto de distribución de 500 km que cubriría hasta la Región del Biobío. Este proyecto debiera comenzar su desarrollo en los años 2025-2026 con los estudios de prefactibilidad en una primera etapa, seguido de una segunda etapa (2027 al 2030) cubriendo ingeniería básica, solicitud de concesiones, declaración de impacto ambiental y su aprobación, para continuar en el año 2031 con el proceso de licitación de la construcción, ejecutando ésta en los años 2032 al 2034.

El CAPEX total acumulado desde el año 2024 al 2050 para la infraestructura de producción, transporte y distribución primaria de hidrógeno renovable asciende a 55.093 MUSD.

La distribución final para el transporte mediano/pesado de carga consistiría de estaciones de carga de hidrógeno (alrededor de 1.360 estaciones) abastecidas por tube trailers con hidrógeno comprimido (alrededor de 2.100 camiones), con un CAPEX total de 6.747 MUSD.

Tabla 5: Número de estaciones de carga de hidrógeno al 2050.

Fuente: Elaboración propia.

Región	Estaciones de Carga Interurbanas						Estaciones de Carga Urbanas					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Arica y Parinacota	0	1	7	12	16	20	1	3	15	25	34	39
Tarapacá	1	3	12	21	29	36	0	1	6	10	13	15
Antofagasta	1	6	34	58	79	97	0	3	16	27	35	41
Atacama	1	4	25	46	64	81	0	3	13	21	28	34
Coquimbo	1	3	19	33	45	56	0	2	9	15	20	24
Valparaíso	1	5	20	48	63	76	0	3	14	22	28	31
Metropolitana	2	12	63	103	135	161	1	6	32	50	62	70
O'Higgins	1	5	26	44	61	75	0	2	12	20	26	31
Maule	1	5	28	46	63	76	0	3	13	22	28	32
Biobío	2	7	33	53	69	81	0	3	16	25	30	34
Araucanía	1	2	11	19	24	29	0	1	6	9	11	12
Los Ríos	1	2	12	20	29	35	0	1	6	10	12	15
Los Lagos	1	4	22	39	53	67	0	2	11	18	24	28
Aysén	1	1	4	8	11	14	0	0	2	3	4	5
Magallanes	1	2	9	17	26	35	0	0	4	8	11	14
Total MW	16	62	334	567	767	939	2	33	175	285	366	425

Así el CAPEX total requerido sería de 55.093 millones de dólares para la producción y distribución primaria del hidrógeno renovable y 6.747 millones de dólares para las estaciones de carga y camiones de distribución enterando un total de 61.840 millones de dólares.

Para la infraestructura de producción, transporte y distribución primaria de hidrógeno renovable, el OPEX del año 2050 sería de 1.095 MUSD para una producción de 2,0 millones de toneladas por año de hidrógeno.

Debido a la variabilidad de las distancias que deberían recorrer los camiones de transporte de hidrógeno (tube trailers) y la variedad de configuraciones de las estaciones de carga de hidrógeno, no se realizaron estimaciones de los costos de operación de los camiones, ni de las estaciones de carga de hidrógeno. Para ello se requiere un análisis detallado.

El precio con el cual el hidrógeno renovable podría llegar al consumidor final, en el largo plazo, es competitivo con los precios actuales de los combustibles fósiles, antes de considerar todas las externalidades positivas asociadas al hidrógeno renovable producido en Chile. Para el hidrógeno renovable producido en la Región de Antofagasta y transportado a la zona central, en el año 2050, se estima un costo nivelado de 3,05 USD/kg puesto en la Región Metropolitana y de 4,89 USD/kg a la salida de la estación de carga, para el período 2035 a 2050. Este es equivalente a un precio de 763 USD/m³ de diésel antes de impuesto, en la Región Metropolitana, lo cual estaría por debajo del costo del diésel distribuido en dicha región en el período enero-abril 2022. Como referencia se puede mencionar que en el período enero-abril de 2022 el precio promedio del Brent alcanzó 101 USD/Bbl, en este escenario el precio de paridad de importación del diésel en Refinería Aconcagua alcanzó a 854 USD/m³. Al agregar el margen de distribución publicado por CNE para el diésel y el transporte por oleoducto desde Refinería Aconcagua a Maipú se obtiene un precio de 959 USD/m³.

Todo lo anterior valida la necesidad de continuar apoyando desde el Estado el proceso de integración de energía renovables en la matriz energética de Chile, incluyendo la introducción del hidrógeno renovable. Esto debe hacerse a través de un esfuerzo coordinado de programas de incentivo y la implementación de un sistema de cuotas de energías renovables, considerando una meta propia para la incorporación de hidrógeno, que permita acelerar este proceso de descarbonización de la economía de Chile. Este marco regulatorio de un sistema de cuotas de energías renovables sería complementario al mercado de exportación de hidrógeno renovable, debido al aprendizaje que se podría generar en el mercado local, en el sistema de aprobación de proyectos y de regulación que podría ser utilizado en forma posterior por los proyectos de exportación. Por otra parte, la disponibilidad de hidrógeno renovable a costos más competitivos asociado al mercado de exportación acelerará el despliegue del hidrógeno verde en las distintas aplicaciones en Chile.

Abreviaciones

AB	Ley de la Asamblea de California.	FIT	feed-in tariff, (precio fijo garantizado).	MsbG	Ley de Operación de Puntos de Medición de Alemania.
ARFVTP	Programa de Tecnología Vehicular y Combustibles Alternativos y Renovables de la CARB, también conocido como Programa de Transporte Limpio.	FUC	combustibles bajo el Cap (fuels under the Cap) del programa de "Cap and Trade" de California.	NDC	Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional.
BEV	vehículo de emisión cero con batería eléctrica (battery electric vehicle).	G	Giga (109).	NG	gas natural.
B20	diésel con 20 % de contenido de biodiésel.	GDP	producto interno bruto (gross domestic product).	NHTSA	Administración Nacional de Seguridad del Tráfico en las Carreteras de Estados Unidos.
B100	biodiésel.	GEI	gases de efecto invernadero.	OMC	Organización Mundial del Comercio.
CARB	Junta de Recursos del Aire de California (California Air Resources Board).	GFO	oportunidad de financiamiento (grant funding opportunity) de California por medio de la CEC.	PAC	Política Agrícola Común de la UE.
CARFG3	gasolina de California.	GGRF	Fondo de Reducción de Gases de Efecto Invernadero del estado de California.	PG&E	compañía Pacific Gas and Electric de California.
CEC	Comisión de Energía de California (California Energy Commission).	GHG	gases de efecto invernadero (greenhouse gas).	PHEV	vehículo híbrido enchufable, con batería eléctrica y motor de combustión interna (plug-in hybrid electric vehicle).
CI	intensidad de carbono.	GJ	Giga Joule.	PIB	Producto Interno Bruto.
CNG	gas natural comprimido.	GWP	potencial de calentamiento global (global warming potential), es una medida de cuánta energía absorberán las emisiones de 1 tonelada de un gas durante un período de tiempo determinado, en relación con las emisiones de 1 tonelada de dióxido de carbono (CO ₂).	PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima definido en Directiva 2018/2001/CE
cpg	centavos por galón.	H2V	Hidrógeno Renovable.	RCDE	Régimen de Comercio de Derechos de Emisión.
CPI	índice de precios al consumidor de Estados Unidos.	HRI	infraestructura de carga de hidrógeno para vehículos (hydrogen refueling infrastructure).	RNG	gas natural renovable (renewable natural gas).
CPQ	Climate Protection Quota	HVIP	Programa de incentivo de cupones para camiones y autobuses híbridos y de cero emisiones de California.	RPS	estándar de cartera de renovables (renewable portfolio standard) de California.
CPUC	Comisión de Servicios Públicos de California.	IC	Intensidad de carbono, se define como las emisiones de GEI durante la ruta del largo del ciclo de vida del combustible dividido por la cantidad de energía entregada. Se expresa como gramos de CO ₂ eq. por Mega Joule (gCO ₂ eq./MJ).	RED	Hace referencia a la directiva 2009/28/CE relacionada con el despliegue de las energías renovables en el período 2011 a 2020.
CVRP	Programa de Reembolso de Vehículos Limpios de California.	IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.	RED II	Hace referencia a la directiva 2018/2001/CE relacionada con el despliegue de las energías renovables en el período 2021 a 2030.
DC	corriente continua (direct current).	k	Mil (103).	SAF	combustible de aviación sintético.
EEG	Ley de Fuentes de Energía Renovable de Alemania.	KWK	Ley de Energía y Calor Combinados de Alemania	SB	Ley del Senado de California.
EER	razón económica energética, significa el valor adimensional que representa la eficiencia de un combustible utilizado en un sistema de propulsión en comparación con un combustible de referencia.	LCFS	estándar de combustible de bajo carbono (low carbon fuel standard).	t	tonelada.
EIA	Administración de la Información de Energía de Estados Unidos (Energy Information Administration).	LEV	vehículos de emisiones bajas.	Tcal	Tera calorías
EPA	Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos.	LNG	gas natural licuado.	TTCF	Sector Transporte Terrestre Carretero y Ferroviario.
ERECPC	Escenario de Recuperación Económica Post Covid.	LRT	herramientas de reportes del programa LCFS de California.	UCO	aceite de cocina usado, materia prima para la producción de diésel renovable.
ERCN2050	Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad al 2050.	LRT-CBTS	herramienta de informes del LCFS y el Sistema de Transferencia y Banco de Créditos del programa LCFS de California.	UST	tarifa de estanques subterráneos de almacenamiento (Underground Storage Tank Fee).
ETEA	Escenario de Transición Energética Acelerada.	MACF	Mecanismo de ajuste por carbono en frontera (MACF)	UE	Unión Europea, es una unión económica y política única entre veintisiete países europeos.
EU_ETS	Sistema de Comercialización de Emisiones de la Unión Europea.	M	Millón (106).	UTCUTS	se refiere a Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura (LULUCF, en inglés).
EV	vehículo eléctrico.	MUSD	Millón de dólares	W	Watts
E10	gasolina con 10 % en volumen de contenido de etanol.	MJ	mega joule.	ZEV	vehículo de cero emisión (zero emission vehicle).
FCI	infraestructura de carga eléctrica rápida (fast charging infrastructure).	Mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo.		
FCV	vehículo de emisión cero, con celda de combustible de hidrógeno (fuel cell vehicle).				
FFV	vehículo de combustibles flexibles, que pueden operar con gasolinas con contenidos de 51 a 83 % volumen de etanol.				

Definiciones en base a normativa europea⁹

Aceite vegetal puro: aceite obtenido a partir de plantas oleaginosas mediante presión, extracción o procedimientos comparables, crudo o refinado, pero sin modificación química, cuando su uso sea compatible con el tipo de motor y las exigencias correspondientes en materia de emisiones.

Agencia Coordinadora de Atributos Renovables: tiene la función de emitir, intermediar traspasos de excedentes y cancelar atributos renovables.

Biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa con bajo riesgo de cambio indirecto del uso de la tierra: los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa cuyas materias primas hayan sido producidas en el marco de regímenes que eviten los efectos de desplazamiento de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa producidos a partir de cultivos alimentarios y forrajeros mediante la mejora de las prácticas agrícolas, así como mediante la plantación de cultivos en zonas que no estaban destinadas previamente a tal fin, y que hayan sido producidos de acuerdo con los criterios de sostenibilidad establecidos en el artículo 29 de la Directiva 2018/2001/CE para los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa.

Biocarburante: combustible líquido o gaseoso para transporte producido a partir de biomasa.

Biocarburantes avanzados: los biocarburantes producidos a partir de las materias primas enumeradas en el anexo IX, parte A de la Directiva 2018/2001/CE; que incluye entre otras: algas y fracciones de biomasa no apta para la cadena alimenticia y estiércol.

Biocarburantes sintéticos: hidrocarburos sintéticos o sus mezclas, producidos a partir de biomasa.

Biodiésel: éster metílico, producido a partir de aceite vegetal o grasa animal, de calidad similar al diésel para su uso como biocarburante.

Biodimetiléter: dimetiléter producido, para uso como biocarburante, a partir de biomasa.

BioETBE (etil ter-butil éter): ETBE producido a partir de bioetanol. La fracción volumétrica de bioETBE que se computa como biocarburante es del 47 %.

Bioetanol: etanol producido, para uso como biocarburante, a partir de biomasa o de la fracción biodegradable de los residuos.

Biohidrógeno: hidrógeno producido a partir de biomasa y/o a partir de la fracción biodegradable de los residuos para su uso como biocarburante.

Biogás: combustible gaseoso producido a partir de la biomasa y/o a partir de la fracción biodegradable de los residuos y que puede ser purificado hasta alcanzar una calidad similar a la del gas natural, para uso como biocarburante, o gas de madera.

Biolíquido: un combustible líquido destinado a usos energéticos distintos del transporte, incluidas la electricidad y la producción de calor y frío, producido a partir de biomasa.

Biomasa: la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos de origen biológico procedentes de actividades agrarias (incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal), de la silvicultura y de las industrias conexas, incluidas la pesca y la acuicultura, así como la fracción biodegradable de los residuos

industriales y municipales de origen biológico.

Biomasa agrícola: la biomasa producida en la agricultura.

Biomasa forestal: la biomasa producida en la silvicultura.

Biometanol: metanol producido, para uso como biocarburante, a partir de biomasa.

BioMTBE (metil ter-butil éter): combustible producido a partir del biometanol. La fracción volumétrica de bioMTBE que se computa como biocarburante es del 36 %.

Cambio Indirecto en el Uso de Suelo (Indirect Land Use Change, ILUC): cuando los biocombustibles se producen en tierras agrícolas existentes, la demanda de alimentos y cultivos forrajeros permanecen, y pueden llevar a que alguien produzca más alimentos y forrajes en algún otro lugar. Esto puede implicar un cambio en el uso de la tierra (cambiando, por ejemplo, de bosque a tierra agrícola), lo que implica que una cantidad sustancial de emisiones de CO₂ se liberan en la atmósfera.

Carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico: los combustibles líquidos o gaseosos que se utilizan en el sector del transporte distintos de los biocarburantes y el biogás, y cuyo contenido energético procede de fuentes renovables distintas de la biomasa; (artículo 2, punto 36, de la Directiva (UE) 2018/2001).

Ciclo de Vida: debe considerar las emisiones de GEI (gases de efecto invernadero) desde el lugar de su producción hasta el uso final del energético. No se tendrán en cuenta las emisiones procedentes de la fabricación de maquinarias y equipos. Se deberá considerar las reducciones de emisiones de GEI derivadas de la captura y almacenamiento de CO₂, en caso de existir. En todos los casos se debe considerar la misma metodología.

Contenido energético: el valor calorífico inferior de un combustible.

Combustibles de biomasa: los combustibles gaseosos o sólidos producidos a partir de biomasa.

Combustibles de carbono reciclado: combustibles de carbono reciclado tal como se definen en el artículo 2, punto 35, de la Directiva (UE) 2018/2001: los combustibles líquidos y gaseosos producidos a partir de flujos de residuos líquidos o sólidos de origen no renovable que no son adecuados para la valorización de materiales que cumpliendo el artículo 4 de la Directiva 2008/98/CE, o a partir de gases residuales de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales.

Cultivos ricos en almidón: los cultivos que incluyen, principalmente, cereales (con independencia de si se aprovechan solo los granos o la planta entera como en el maíz verde), los cultivos de tubérculos y raíces (como la patata, el tupinambo, el boniato, la yuca y el ñame), y los cultivos de cormos (como la malanga y la colocasia).

Cultivos alimentarios y forrajeros: cultivos ricos en almidón, cultivos azucareros o cultivos oleaginosos producidos en suelos agrícolas como cultivo principal, excluidos los desechos, los residuos o los materiales lignocelulósicos y los cultivos intermedios (como los cultivos intercalados y los cultivos de cobertura), siempre que la utilización de dichos cultivos intermedios no provoque un incremento de la demanda de terrenos.

Energéticos renovables: considera combustibles renovables y la electricidad generada de fuentes renovables, que se usan con fines para abastecer el mercado de energía.

Energías renovables: energía procedente de fuentes renovables.

Energía procedente de fuentes renovables: la energía procedente de fuentes renovables no fósiles, es decir, energía eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica y oceánica, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás.

Garantía de origen: un documento electrónico cuya única función es demostrar a un consumidor final que una cuota o cantidad determinada de energía se ha obtenido a partir de fuentes renovables conforme a lo establecido por el artículo 3, apartado 6, de la Directiva 2003/54/CE. En este apartado se indica que los Estados miembros garantizarán que los suministradores de electricidad indiquen en las facturas, o junto a ellas, y en la documentación promocional puesta a disposición de los clientes finales: a) la contribución de cada fuente energética a la mezcla global de combustibles de la empresa durante el año anterior; b) por lo menos la referencia a fuentes de información existentes, como páginas web, en las que esté disponible para el público información sobre el impacto en el medio ambiente al menos en cuanto a las emisiones de CO₂ y los residuos radiactivos derivados de la electricidad producidos por la mezcla global de combustibles de la empresa durante el año anterior. Por lo que respecta a la electricidad obtenida a través de una bolsa eléctrica o importada de una empresa situada fuera de la Comunidad, podrán utilizarse cifras acumuladas facilitadas por la bolsa o la empresa en cuestión en el transcurso del año anterior. Los Estados miembros tomarán las medidas necesarias para garantizar la fiabilidad de la información facilitada por los suministradores a sus clientes de conformidad con el presente artículo.

Hidrógeno renovable: designa el hidrógeno producido mediante la electrólisis de agua (en un electrolizador alimentado por electricidad), y con la electricidad procedente de fuentes renovables. Las emisiones de gases de efecto invernadero durante todo el ciclo de vida de la producción de hidrógeno renovable son casi cero. El hidrógeno renovable también podrá producirse a través del reformado con vapor de biogás (en lugar de gas natural) o de la conversión bioquímica de biomasa, si se cumplen los requisitos de sostenibilidad.

Hidrógeno limpio: alude al hidrógeno renovable.

Hidrógeno verde: alude a hidrógeno renovable.

Materiales lignocelulósicos: las materias compuestas de lignina, celulosa y hemicelulosa, como la biomasa procedente de los bosques, los cultivos energéticos leñosos y los desechos y residuos industriales del sector forestal.

Materias celulósicas no alimentarias: las materias primas que se componen principalmente de celulosa y hemicelulosa y cuyo contenido de lignina es inferior al de los materiales lignocelulósicos, incluyendo los desechos de cultivos para alimentos y piensos (como la paja, los tallos, las envolturas y las cáscaras), los cultivos de hierbas energéticas con bajo contenido de almidón (como el ballico, el pasto varilla, el pasto elefante, la caña común), los cultivos de cobertura antes y después de los cultivos principales, los cultivos de pasto, los desechos industriales, incluidos los procedentes de cultivos para alimentos y piensos una vez extraídos los aceites vegetales, los azúcares, los almidones y las proteínas, y la materia procedente de biorresiduos, entendiéndose por cultivos

de pasto y cultivos de cobertura los pastos temporales, sembrados por un período corto, que comprenden una mezcla de hierba y leguminosas con bajo contenido de almidón para servir de forraje para ganado y mejorar la fertilidad del suelo a fin de obtener un mayor rendimiento de los principales cultivos herbáceos.

NDC: Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional, son compromisos voluntarios de los países, tras la firma del Acuerdo de París, con el objetivo de reducir la emisión de gases de efecto invernadero.

Obligación de utilizar energías renovables: un sistema nacional de apoyo que obliga a los productores de energía a incluir un determinado porcentaje de energía procedente de fuentes renovables en su producción, a los proveedores de energía a incluir un determinado porcentaje de energía procedente de fuentes renovables en su oferta o a los consumidores de energía a utilizar un determinado porcentaje de energía procedente de fuentes renovables. Ello incluye los sistemas en los cuales esas obligaciones pueden cumplirse mediante el uso de «certificados verdes».

Organismos Certificadores: tienen la función de certificar el atributo renovable que dice relación con el porcentaje de reducción de emisiones y certificar la acreditación del cumplimiento de la cuota.

Proveedor de combustible: toda entidad que suministre combustible al mercado y que sea responsable del paso de combustible por un punto de cobro del impuesto especial o, en el caso de la electricidad o cuando no se exija impuesto especial o cuando esté debidamente justificado, cualquier otra entidad pertinente designada por un Estado miembro.

Régimen de Comercio de Derechos de Emisión: es un mecanismo de incentivo que busca a través de los principios de mercado que los agentes emisores internalicen los costos de las externalidades medioambientales, incentivándoles a que reduzcan colectivamente las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

Para uso en marco regulatorio marítimo:

- **De la extracción al consumo en el barco:** método de cálculo de las emisiones que tiene en cuenta el impacto de los gases de efecto invernadero de la producción, el transporte, la distribución y el uso de energía a bordo, incluso durante la combustión.
- **Factor de emisión:** la tasa media de emisión de un gas de efecto invernadero relativa a los datos de la actividad de un flujo fuente, en la hipótesis de una oxidación completa en la combustión y de una conversión completa en todas las demás reacciones químicas.
- **Intensidad de emisión de gases de efecto invernadero de la energía utilizada a bordo:** la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero, expresada en gramos equivalentes de CO₂, establecida sobre la base «de la extracción al consumo en el barco», por MJ de energía consumida a bordo.
- **Suministro de electricidad en puerto:** el sistema para suministrar electricidad a los buques atracados, con baja o alta tensión, corriente alterna o corriente continua, incluidas las instalaciones del buque y del puerto, cuando alimenta directamente al cuadro de distribución principal del buque para alimentar el estacionamiento (hotelling), las cargas de trabajo de servicio o la carga de baterías secundarias.

Contenido

Pág.		Pág.	
I	RESUMEN EJECUTIVO	19	3.1.1. Elementos del marco de gestión global para reducción de emisiones de GEI en Chile
XI	Abreviaciones	20	3.1.2. Base cuantitativa aplicada para la determinación de las metas indicativas en el sistema de cuotas en Chile.
XII	Definiciones en base a normativa Europea	20	3.1.3. Propuesta de estrategia de control de GEI y sistema de cuotas de energías renovables en combustibles
1	1. MARCO REGULATORIO INTERNACIONAL PARA ENERGÍAS RENOVABLES	22	3.2. Sistema de cuota para transporte y minería
1	1.1. Despliegue de energías renovables en la Unión Europea (UE)	22	3.2.1. Cuota de Energía Renovable para el Sector Transporte Terrestre Carretero y Ferroviario (TTCF)
1	1.1.1. Marco regulatorio para energías renovables en UE	22	3.2.1.1. Conceptos para determinar la Cuota en el Sector TTCF
3	1.1.2. Principales avances en despliegue de energías renovables en UE	23	3.2.1.2. Fórmula y Criterios de Cálculo de la Cuota en Sector TTCF
3	1.1.3. Estrategia de hidrógeno renovable en UE	25	3.2.1.3. Cálculo de la Cuota en Sector TTCF aplicando Escenario Diseño de Cuota
5	1.2. Despliegue de energías renovables en Alemania	25	3.2.2. Cuota de Energía Renovable para el Sector Minería
5	1.2.1. Descripción del marco regulatorio y políticas para el despliegue de las energías renovables en Alemania	25	3.2.2.1. Conceptos para determinar la Cuota en el Sector Minería
6	1.2.2. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima para Alemania	27	3.2.2.2. Fórmula y Criterios de Cálculo de la Cuota en Sector Minería
7	1.2.3. Descripción de instituciones relevantes para el despliegue de las energías renovables en Alemania	28	3.2.2.3. Cálculo de la Cuota en Sector Minería aplicando Escenario Diseño de Cuota
8	1.2.4. Principales avances de reducción de emisiones de GEI en Alemania	29	3.3. Cuota de Energía Renovable para en Gas Natural
9	1.3. Despliegue de las energías renovables en California, Estados Unidos	30	3.4. Estrategia de control de emisiones de GEI para sectores que se indican
9	1.3.1. Marco regulatorio para energías renovables en California	32	3.5. Flexibilidad de cumplimiento de las cuotas mínimas y penalización
9	1.3.2. Programas implementados en California para alcanzar metas de reducción de GEI.	32	3.5.1. Flexibilidad de cumplimiento de las cuotas mínimas
10	1.3.3. Principales avances en reducción de emisiones GEI en California	32	3.5.2. Penalización
11	1.3.4. Programa piloto de distribución y utilización de hidrógeno renovable	33	3.6. Criterios de sostenibilidad para energéticos renovables
12	2. MARCO REGULATORIO DE CHILE PARA ENERGÍAS RENOVABLES	35	3.7. Sistema de Información y Control
12	2.1. Políticas y Estrategias de Energías Renovables y reducción de GEI	36	3.8. Marco Institucional para implementación sistema de cuotas
15	2.2. Opiniones de actores relevantes del sector energético respecto a la incorporación de energías renovables	37	3.9. Medidas complementarias para sistema de cuotas
16	2.3. Proyecciones PELP 2023-2027 del mercado de energía eléctrica renovable e hidrógeno renovable.	37	3.9.1. Ajuste de impuesto
17	2.4. Escenarios de Participación Global de Energías Renovables y Emisiones 2025-2050.	39	3.9.2. Ajuste a las Normas de Combustibles
19	3. PROPUESTA DE SISTEMA CUOTA DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA COMBUSTIBLES EN CHILE	41	3.9.3. Restricción de emisiones de CO2 a vehículos nuevos y definiciones de estándar mínimo de infraestructura
19	3.1. Enfoque Global	42	3.9.4. Programas de Incentivo de Hidrógeno y Otras Energías Renovables
		42	3.9.4.1. Incentivo para uso de hidrógeno en transporte pesado/mediano y buses interurbanos
		43	3.10. Cronograma de actividades para implementación de sistema de cuotas en Chile.
		47	3.11. Cuota global de energía renovable para Chile e impacto en las emisiones de GEI

Pág.		Pág.	
47	3.11.1. Políticas y Estrategias de la Cuota Global de Energías Renovables	25	Figura 11: Meta de Cuota de Energía Renovable (%): Sector Transporte Terrestre Carretera y Ferroviario (2025-2050).
48	3.11.2. Formulación y Criterios de Cálculo de la Cuota Global de Energías Renovables	29	Figura 12: Meta de Cuota de Energía Renovable (%): Sector Minería (2025-2050).
49	3.11.3. Cálculo de la Cuota Global de Energías Renovables	31	Figura 13: Cadena de Valor de Energía vs Estrategias de Control de GEI.
49	3.12. Sistema de cuotas y mercado de exportación de hidrógeno verde	14	Figura 14: Certificación de la Sostenibilidad.
50	4. DIMENSIONAMIENTO DE INFRAESTRUCTURA PARA ABASTECIMIENTO DE HIDRÓGENO RENOVABLE	35	Figura 15: Sistema de Información para la Cuota de Energía Renovable del Sector Transporte Terrestre Carretero y Ferroviario.
50	4.1. Condiciones generales para la estimación de infraestructura requerida	36	Figura 16: Sistema de Información para la Cuota de Energía Renovable del Sector Minería
52	4.2. Estimación de capacidad de electrólisis y generación eléctrica	45	Figura 17: Cronograma de implementación sistema "Cap and Trade".
54	4.3. Diseño y dimensionamiento de la infraestructura de transporte	45	Figura 18: Cronograma de Implementación Sistema de Cuota de Energías Renovables.
56	4.4. Dimensionamiento de la infraestructura de distribución a consumidores finales del sector transporte mediano/pesado	47	Figura 19: Estrategias de Control de GEI vs Meta De Reducción de Emisiones.
58	4.5. Estimación de CAPEX y OPEX de la infraestructura diseñada	48	Figura 20: Balance Nacional de Energía 2018 (Tcal).
59	4.6. Precio de hidrógeno en estación de carga versus diésel	49	Figura 21: Meta de Cuota de Energía Renovable A Nivel Global (%): Escenario Diseño de Cuota (2025-2050).
61	ANEXOS	51	Figura 22: Demanda de Hidrógeno Renovable (Ton): Escenario Diseño de Cuota (2025-2050).
61	Anexo I: Proyecto Norcal-Zero Emission Regional and Drayage Operatrion with Fuel Cell Electric Trucks 2021-2025	54	Figura 23: Infraestructura de producción y logística de transporte y distribución primaria.
62	Anexo II: Antecedentes para el Dimensionamiento de Infraestructura para Abastecimiento de Hidrógeno Renovable: CAPEX y OPEX	56	Figura 24: Infraestructura de abastecimiento de hidrógeno vehicular mediano/pesado.
		59	Figura 25: Suministro de H2 desde la Región de Antofagasta a RM.
		59	Figura 26: Estructuración del costo del hidrógeno hasta la distribución final en RM.
		63	Figura 27: Costos para electrolizadores alcalinos y PEM para diferentes capacidades en el 2020 y 2030.
		65	Figura 28: Costo amortizado de transmisión de energía para 1000 millas por diferentes carriers.
		65	Figura 29: Costo eficiencia de transporte de hidrógeno en función de volumen (Millones de ton de Hidrógeno/año) y distancia (km).
		66	Figura 30: Costos de transporte de hidrógeno basado en distancia y volumen, USD/kg 2019.
		69	Figura 31: Capacidad de licuefacción de hidrógeno (ton/d).
		70	Figura 32: Capex de licuefacción de hidrógeno (USD).
		70	Figura 33: Configuraciones de Tube Trailers y Características del Almacenamiento.
		72	Figura 34: Ejemplo de estación de carga de hidrógeno para vehículos pesados en 350 Bar.
			TABLAS
		VI	Tabla 1: Impuestos a los combustibles vigentes en Chile y su equivalencia en unidad energética
		VII	Tabla 2: Esquema de impuestos a combustibles propuestos por UE en base a desempeño ambiental.
III	Figura 1: Cadena de Valor de Energía vs Estrategias de Control de GEI.		
3	Figura 2: Energías renovables en el sector transporte de la UE al 2020.		
5	Figura 3: Estructura y objetivos de El Concepto de Energía.		
6	Figura 4: Dimensiones del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).		
7	Figura 5: Diagrama de entidades del Gobierno Alemán relacionadas con metas de GEI.		
12	Figura 6: Trayectoria de emisiones del escenario de Carbono Neutralidad hacia el 2050.		
15	Figura 7: Desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales en Sector Generación Eléctrica de Chile.		
16	Figura 8: Proyección Demanda de Hidrógeno Renovable (Ton) (2025-2050)		
17	Figura 9: Proyecciones de Generación Eléctrica de Fuente ERNC (GWh) (2025-2050)		
18	Figura 10: Proyecciones de Participación Global de Energías Renovables en Chile (2025-2050)		

Pág.		Pág.	
VIII	Tabla 3: Capacidad total instalada de electrólisis en cada año 2025 - 2050: Escenario Diseño de Cuota.	52	Tabla 22: Demanda de hidrógeno regional del transporte pesado/mediano de carga: Escenario Diseño de Cuota (2025-2050).
VIII	Tabla 4: Capacidad total suplementaria instalada de electrólisis en cada año 2035 - 2050: Escenario Diseño de Cuota.	53	Tabla 23: Capacidad requerida de Electrólisis versus Potencial disponible de Energías Renovables: Escenario Diseño de Cuota (2050).
IX	Tabla 5: Número de estaciones de carga de hidrógeno al 2050.	53	Tabla 24: Capacidad total instalada requerida de electrólisis en cada año 2025 - 2050: Escenario Diseño de Cuota.
2	Tabla 6: Resumen de Directivas de la UE relativas al fomento del uso de energías renovables en combustibles	55	Tabla 25: Capex y Opex Gasoducto de Hidrógeno versus Línea Transmisión Eléctrica.
14	Tabla 7: Políticas y Estrategias vs Sector Económico en Chile.	57	Tabla 26: Número de estaciones de carga de hidrógeno al 2050.
19	Tabla 8: Marco de Gestión Global para reducción de GEI en Chile.	57	Tabla 27: Número de Tube Trailers de hidrógeno al 2050: Escenario Diseño de Cuota.
21	Tabla 9: Estrategia de control de GEI sugerida para cada sector que genera emisiones de GEI.	58	Tabla 28: CAPEX quinquenal de principales componentes de producción y distribución de hidrógeno: Escenario Diseño de Cuota
24	Tabla 10: Cuota en Sector Transporte Terrestre Carretera y Ferroviario de H2 renovable o combustible sintético o Biocombustible avanzado: Escenario Diseño de Cuota.	58	Tabla 29: OPEX de principales componentes de producción y distribución de hidrógeno renovable.
28	Tabla 11: Cuota en Sector Minería de H2 renovable o combustible sintético o Biocombustible avanzado (2030-2035).	63	Tabla 30: Consumos energía, eficiencia y producción de hidrógeno para electrolizadores alcalinos y PEM, tecnología 2020 y 2030, 5 y 100 MW.
35	Tabla 12: Ejemplos de reducción de emisiones de GEI del ciclo de vida para algunas vías de producción de biocombustibles.	67	Tabla 31: Capex y Opex Gasoducto de Hidrógeno de 1.500 km para 1.076 KT/año.
37	Tabla 13: Marco Institucional para implementación sistema de cuotas.	67	Tabla 32: Capex y Opex Gasoducto de Hidrógeno de 1.500 km para 1.076 KT/año, incluyendo generación energía eléctrica para la compresión.
38	Tabla 14: Impuestos a los combustibles en Chile.	68	Tabla 33: Opciones de Líneas de Transmisión Eléctrica.
38	Tabla 15: Esquema de impuestos a combustibles propuestos por UE en base a desempeño ambiental.	68	Tabla 34: Capacidad de Transmisión Eléctrica.
39	Tabla 16: Propuesta de Modificación del Impuesto Especifico de los Combustibles.	68	Tabla 35: Capex y Opex de Línea de Transmisión Eléctrica de 1.500 km de 15.488 MW.
40	Tabla 17: Especificación del biodiesel en Chile.	69	Tabla 36: Comparación Capex y Opex de Gasoducto de hidrógeno y Línea de Transmisión Eléctrica de 1.500 km y 15.000 MW de Capacidad de Electrólisis.
41	Tabla 18: Medida del Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad: Vehículos Cero Emisiones.	71	Tabla 37: Costo de Tube Trailers.
42	Tabla 19: Resumen del Programa de Transporte Limpio: Producción de Combustibles de Bajo Carbono.	73	Tabla 38: Configuraciones de estaciones de carga de hidrógeno para vehículos livianos y pesados en 350/700 Bar de Air Liquide.
44	Tabla 20: Cronograma de implementación sistema de cuotas de energías renovables en combustibles: Europa y California.	74	Tabla 39: Configuraciones y especificaciones de estaciones de carga de hidrógeno de Linde.
51	Tabla 21: Demanda de hidrógeno regional total (Ton): Escenario Diseño de Cuota (2025-2050).		

1. Marco Regulatorio Internacional para Energías Renovables

La introducción de energías renovables de bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), se ha consolidado como una de las opciones de más amplio uso en los mercados desarrollados para alcanzar los objetivos de reducción de GEI de largo plazo. Existen distintas modalidades para implementar este sistema, en el caso de la Unión Europea se han establecido ciertas metas de contenido mínimo de energía renovable mientras que en California se ha optado por establecer objetivos de reducción en el índice de intensidad de carbono. En ambos casos el Estado es el que ha impulsado a través de subsidios el desarrollo de la logística requerida por las energías renovables, principalmente energía eléctrica e hidrógeno renovables, a través de subsidios. A continuación, se describe los principales lineamientos de estos dos sistemas.

1.1. Despliegue de energías renovables en la Unión Europea (UE)

La UE a través de la Directiva UE 2009/28 (conocida como RED por sus siglas en inglés) con vigencia de 10 años desde 2011, ha implementado un conjunto de medidas asociadas a la introducción de energías renovables, que le ha permitido reducir al 2020 un 31% las emisiones de GEI respecto de las emisiones de 1990. En la actualidad la actualidad está en vigencia la RED II desde 2021, la cual fue reformulada a través de las medidas conocidas como Objetivo 55, las cuales buscan alcanzar una reducción del 55% de las emisiones de GEI respecto al año 1990. Esta política consistente a través del tiempo y con medidas establecidas sobre bases cuantitativas, han permitido generar los incentivos para que los distintos actores del mercado orienten su desarrollo hacia una nueva forma de abastecimiento energético que permita cumplir las metas de reducción de emisiones de GEI. A continuación, se detallan las principales definiciones y objetivos planteados en este proceso de la UE, incluyendo una descripción del marco regulatorio de Alemania, como un ejemplo de implementación de las políticas de la UE en un país específico.

1.1.1. Marco regulatorio para energías renovables en UE

La UE inició el proceso de introducción de energías renovables en el sector combustible en 2003 y ha aumentado su exigencia con ciclos de planificación de 10 años, desde 2011. En 2003,¹⁰ la UE planteó una meta indicativa del 5,75% de energía renovable en combustibles al 2010. En el año 2009 la UE publicó la Directiva UE 2009/28 (RED, por sus siglas en inglés) que estableció un marco integral y común para alcanzar la reducción del 20% los gases de efecto invernadero en la UE para el período 2011 a 2020. En 2018 se publicó la Directiva UE 2018/2001 (RED II) que planteó los objetivos para el período 2021 a 2030. Nuevas metas fueron planteadas para los objetivos de reducción de emisiones de GEI y las medidas para alcanzarlas a través de los acuerdos del Pacto Verde Europeo¹¹ de 2019 (“Green Deal”) cuyos lineamientos fueron incorporados en la Ley Europea del Clima,¹² que fue aprobada en julio de 2021. Las iniciativas de esta revisión son conocidas como Objetivo 55¹³ o

10 Directiva UE 2003/30 de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte

11 Comisión Europea, COM(2019) 640 final, Bruselas, 11.12.2019 relativa a El Pacto Verde Europeo.

12 Publicado el 9 de julio en el en Diario Oficial de la UE el Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo, se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) n.o 401/2009 y (UE) 2018/1999 («Legislación europea sobre el clima»).

13 Comisión Europea, COM(2021) 550 final, Bruselas, 14.7.2021, relativa al «Objetivo 55»: cumplimiento del objetivo climático de la UE para 2030 en el camino hacia la neutralidad climática

“Fit for 55”. Las propuestas tienen como objetivo hacer que las políticas climáticas, energéticas, de uso del suelo, de transporte y fiscales de la UE se ajusten a la tarea de reducir las emisiones netas de GEI en al menos un 55% para 2030, en comparación con los niveles de 1990.

Desde su lanzamiento en 2005, el régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea (UE RCDE) basado en la Directiva UE 2003/87, las emisiones de GEI en la generación de energía y calor, así como en la industria de alto consumo energético, que corresponden a los sectores cubiertos por el UE RCDE, se han reducido en 43%.¹⁴ El UE RCDE, junto con la legislación relativa a energías renovables y eficiencia energética, han contribuido significativamente a lograr el objetivo general (incluyendo todos los sectores) de la UE de reducir las emisiones de GEI en un 20% para 2020 con respecto a los niveles de 1990. La UE superó este objetivo y redujo las emisiones de GEI en aproximadamente un 31% por debajo de los niveles de 1990 en 2020.

Como parte de las medidas Objetivo 55, se ha planteado para el RCDE UE el objetivo de reducción de emisiones del 61% por debajo de los niveles de 2005 para 2030, un límite de emisiones general más bajo y un nivel de reducción de emisiones anuales más pronunciado, 4,2% para el período 2021 a 2030 en lugar de 2,2% planteado para el período 2011 a 2020. Después de evaluar los resultados de reducción de emisiones de los distintos sectores, una de las conclusiones de la UE, indica que los sectores no cubiertos por el RCDE han mostrado menor avance en la reducción de emisiones de GEI, comparado con los que si están cubiertos por el RCDE. Por esta razón la revisión del RCDE UE amplía su cobertura a las emisiones marítimas y propone un nuevo sistema de comercio de derechos de emisión separado para cubrir las emisiones de los combustibles utilizados en el transporte por carretera y los edificios.¹⁵ En la siguiente tabla se muestra un resumen de los principales objetivos planteados en las Directivas que han promovido el uso de biocarburantes y energías renovables en general en la UE desde 2003.

Tabla 6: Resumen de Directivas de la UE relativas al fomento del uso de energías renovables en combustibles

Fuente: Elaboración propia en base a la información de las Directivas que se indican.

	Directiva 2003/30/CE	Objetivos vinculantes para 2020 según Directiva 2009/28/CE	Objetivos vinculantes para 2030 según Directiva 2018/2001/CE	Meta Green Deal 2019/ Ley de Cambio Climático 2021/ Medidas Objetivo 55 al 2030
Reducción emisiones GEI respecto 1990		20%	40%	55 %
%energía renovable en matriz energética		20%	30%	40% (Objetivo 55) 45% (REPowerEU)
Uso de biocarburante y otros combustibles renovables sobre total de gasolina y diesel de transporte	Uso indicativo Al 2005 un 2% Al 2010 un 5,75%	Al 2020 un 10% Reducción intensidad de emisiones de GEI : 6% (*)	Al 2030 un 14%	•Reducción intensidad de emisiones de GHG : 13% • H2 o comb sintético : 2,6% • Biocarb Avanzado: 2,2% • Reemplazo por H2V destinado a energía y materia prima en industria : 50%
Mejora de Eficiencia		17,4%	32,5%	36%-39%
Cumplimiento de incorporación de Energía renovable en matriz energética		22,1%		
Energía renovables en transporte	2005: 1,8% 2010: 5,5%	10,2%		

(*) Directiva 98/70. A más tardar el 31 de diciembre de 2020, se debe reducir como mínimo en un 6% las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de la vida por unidad de energía de los combustibles utilizados en la Unión por los vehículos de carretera, las máquinas móviles no de carretera, los tractores agrícolas y forestales, así como las embarcaciones de recreo cuando no se hallen en el mar. Medición respecto año de referencia 2010.

14 Comisión Europea COM(2021) 962 final, Brussels, 26.10.2021, relativa a: “on the Functioning of the European Carbon Market in 2020 pursuant to Articles 10(5) and 21(2) of Directive 2003/87/EC (as amended by Directive 2009/29/EC and Directive (EU) 2018/410)”.

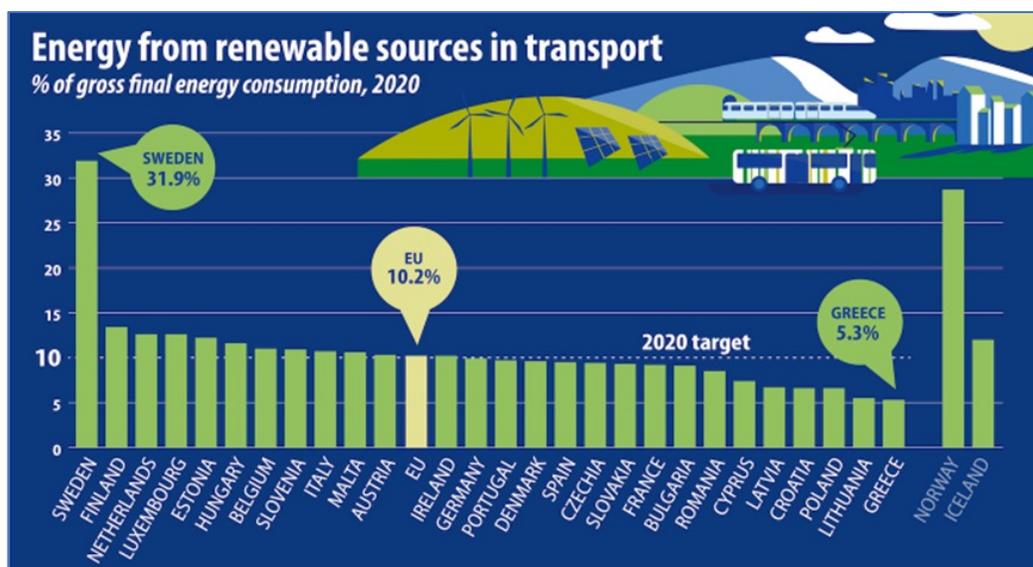
15 Comisión Europea COM(2021) 962 final, Brussels, 26.10.2021, relativa a: “on the Functioning of the European Carbon Market in 2020 pursuant to Articles 10(5) and 21(2) of Directive 2003/87/EC (as amended by Directive 2009/29/EC and Directive (EU) 2018/410)”

1.1.2. Principales avances en despliegue de energías renovables en UE

Al 2020, la UE alcanzó una cuota del 22,1%¹⁶ de su consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables, alrededor de 2 puntos porcentuales por encima de su objetivo. Además, este objetivo se distribuye entre los Estados miembros de la UE con planes de acción nacionales diseñados en función del punto de partida, las condiciones económicas del país, la disponibilidad de energías renovables, entre otros factores, para establecer un esfuerzo similar entre los distintos países de la UE. De esta forma la meta final de energía renovable en cada país es distinto, pero se cumple con la condición de alcanzar el 20% en el total de la UE. Sin embargo, el objetivo de alcanzar un 10% de energía renovable en el sector transporte al 2020 es igual para todos los países para permitir el desplazamiento de los vehículos en toda la UE. Como se observa en la siguiente figura, en el sector transporte la energía renovable alcanzó un 10,2% del consumo bruto final de energía del sector.

Figura 2: Energías renovables en el sector transporte de la UE al 2020.

Fuente: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/ddn-20220202-2>



1.1.3. Estrategia de hidrógeno renovable en UE

Otro elemento relevante en el marco regulatorio de la UE para las energías renovables es la estrategia para el desarrollo del hidrógeno renovable, definida a través de la COM (2020) 301 publicada en julio 2020 por la Comisión Europea. Varias de las iniciativas planteadas en forma conceptual en esta estrategia fueron implementadas en la revisión de las medidas Objetivo 55 de julio de 2021. La prioridad de la UE es desarrollar el hidrógeno renovable, utilizando principalmente para su producción energía eólica y solar. En la primera fase, de 2020 hasta 2024, el objetivo estratégico es instalar al menos 6 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable en la UE y la producción de hasta un millón de toneladas de hidrógeno renovable, con foco en descarbonizar la producción de

16 Fuente: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/ddn-20220119-1>

hidrógeno existente, por ejemplo, en el sector químico, refinerías de petróleo y facilitar el consumo de hidrógeno en aplicaciones de uso final nuevas, como otros procesos industriales y en transporte pesado. En esta fase, debe aumentarse la fabricación de electrolizadores, incluidos los de gran tamaño (hasta 100 MW), que podrían instalarse junto a los centros de demanda existentes y serían alimentados en el mejor de los casos desde fuentes locales de electricidad renovable. Además, se necesitarán estaciones de repostaje de hidrógeno para la utilización de autobuses con celda de combustible de hidrógeno y, en una fase posterior, de camiones.

En una segunda fase, desde 2025 a 2030, la UE espera que el hidrógeno renovable se convierta en una parte intrínseca de un sistema energético integrado, para lo cual planteó el objetivo estratégico de instalar al menos 40 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable a más tardar en 2030 y alcanzar una producción anual de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE. En esta fase, se espera que el hidrógeno renovable pase a ser gradualmente competitivo con respecto a otras formas de producción de hidrógeno, pero se necesitarán políticas específicas para que la demanda industrial incluya gradualmente nuevas aplicaciones, incluida la fabricación de acero, combustible para camiones, el ferrocarril y algunas aplicaciones de transporte marítimo, y otros modos de transporte.

Complementario a estas directrices la Comisión Europea ha lanzado en mayo de 2022, un plan para reducir rápidamente la dependencia con respecto a los combustibles fósiles rusos y avanzar en la transición energética, conocido como REPowerEU.¹⁷ Como parte de este plan se está proponiendo establecer un objetivo de 10 millones de toneladas de producción nacional de hidrógeno renovable y de 10 millones de toneladas de importaciones para 2030, a fin de sustituir el gas natural, el carbón y el petróleo en industrias y sectores del transporte difíciles de descarbonizar. También se propone aumentar el objetivo de la Directiva sobre fuentes de energía renovables hasta el 45 % de aquí a 2030, frente al 40 % de la propuesta en el Objetivo 55.

El hidrógeno renovable empezará a desempeñar un papel fundamental para equilibrar un sistema de electricidad basado en las energías renovables transformando la electricidad en hidrógeno cuando la electricidad renovable sea abundante y barata, y ofreciendo flexibilidad. El hidrógeno también se utilizará para el almacenamiento diario o estacional como apoyo y desempeñará funciones de amortiguación, aumentando la seguridad del suministro a medio plazo.

En la implementación de la Estrategia de Hidrógeno en Europa se creó la Alianza Europea por el Hidrógeno Limpio, instancia que reúne a la industria, las autoridades públicas nacionales, regionales y locales, y la sociedad civil. Mediante mesas sectoriales de directores ejecutivos y una plataforma de responsables políticos, la Alianza proporciona un amplio foro para coordinar las inversiones de todas las partes interesadas e involucrar a la sociedad civil. Esta alianza se basa en el éxito de la Alianza Europea de Baterías.

El detalle de las principales medidas implementadas por la Unión Europea en los distintos segmentos de mercado, se muestran en Tabla 9: Estrategia de control de GEI sugerida para cada sector que genera emisiones de GEI. Tabla 9: Estrategia de control de GEI sugerida para cada sector que genera emisiones de GEI.

17 Comisión Europea COM(2022) 230 final, Bruselas, 18.5.2022 relativa a Plan REPowerEU.

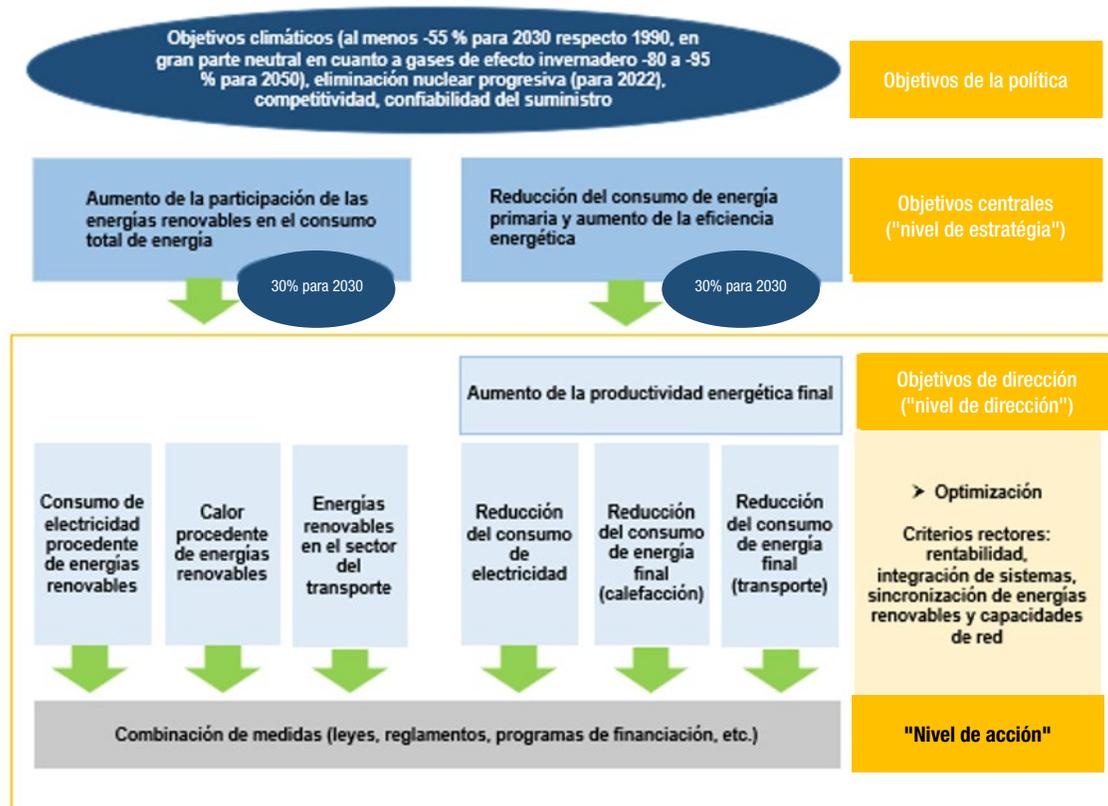
1.2. Despliegue de energías renovables en Alemania

1.2.1. Descripción del marco regulatorio y políticas para el despliegue de las energías renovables en Alemania

Alemania bajo el marco regulatorio de la UE, en 2010 lanzó el documento “Energy Concept”, que establece la política energética de Alemania hasta 2050 y define medidas para el desarrollo de fuentes de energía renovables y mejora de la eficiencia energética.¹⁸ La estrategia de transición energética hacia la carbono neutralidad se puede resumir en tres objetivos: i) Reducir el consumo de energía en todos los sectores (bajo el principio de “primero la eficiencia”); ii) Usar energía renovable directamente donde sea que tenga sentido económico y ecológico; iii) Cubrir la necesidad restante de energía mediante electricidad basada en energías renovables. Como parte del ciclo de planificación 2021 a 2030, Alemania ha revisado su metodología a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que establece las metas a 2030, tal como se muestra en la siguiente figura, actualizando las cifras, pero manteniendo la estructura metodológica del “Energy Concept”.

Figura 3: Estructura y objetivos de El Concepto de Energía.

Fuente: Plan Integrado de energía y clima de Alemania para metas 2030.



El marco regulatorio alemán contempla tres leyes principales:¹⁹ i) Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG); ii) Ley de Energía y Calor Combinados (KWKG); iii) Ley de Operación de Puntos de Medición (MsbG). Estas leyes permiten entre otros aspectos: i) el acceso prioritario a la red

18 Germany 2020, Energy Policy Review, International Energy Agency, febrero 2020, pág. 26

19 <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/unser-auftrag>

eléctrica de electricidad de fuentes de energía renovables o de instalaciones de la cogeneración de calor y electricidad; ii) la prioridad de esta electricidad producida de manera sostenible en la compra, la transmisión y la distribución; iii) los operadores de las redes tienen que pagar una prima de mercado o una remuneración fija para la electricidad producida en pequeñas instalaciones de energía renovable o en pequeñas y grandes instalaciones de cogeneración.

1.2.2. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima para Alemania

Dentro de las innovaciones introducidas por la Directiva UE 2018/2001 se encuentra el requerimiento que cada país elabore un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para alcanzar los objetivos y cumplir las metas de RED II. En 2019 Alemania presentó a la Comisión Europea su PNIEC tal como lo exige la norma, con todas las iniciativas que se debía implementar para lograr las metas planteadas en RED II. Este plan se elaboró sobre una base cuantitativa, que permite asegurar que el esfuerzo realizado por los distintos sectores es similar. El detalle de las 5 dimensiones que debe contener el PNIEC se define en los artículos 3 a 5 y 9 a 14 del Reglamento (UE) 2018/1999 y se muestra en la siguiente figura. Sobre la base de las iniciativas incluidas en la dimensión descarbonización, se puede realizar la actualización de la NDC (Nationally Determined Contribution).

Figura 4: Dimensiones del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

Fuente: Elaboración propia en base a Reglamento (UE) 2018/1999



El 9 de octubre de 2019, el Gobierno Federal aprobó el Programa de Acción Climática 2030 a través del cual busca alcanzar los objetivos de reducción de emisiones al 2030, definidos por la UE y permitirá dar cumplimiento a los lineamientos específicos para los distintos sectores económicos definidos por la UE. Estas medidas fueron incorporadas en la elaboración del PNIEC de Alemania para el período 2021 a 2030. Se consideran medidas para todos los sectores (energía, edificios, transporte, industria, agricultura, uso del suelo, cambio de uso del suelo, silvicultura y gestión de residuos) e introduce un sistema nacional de comercio de derechos de emisión para la calefacción y sectores del transporte, que no están cubiertos por el sistema europeo de comercio de derechos de emisión.²⁰

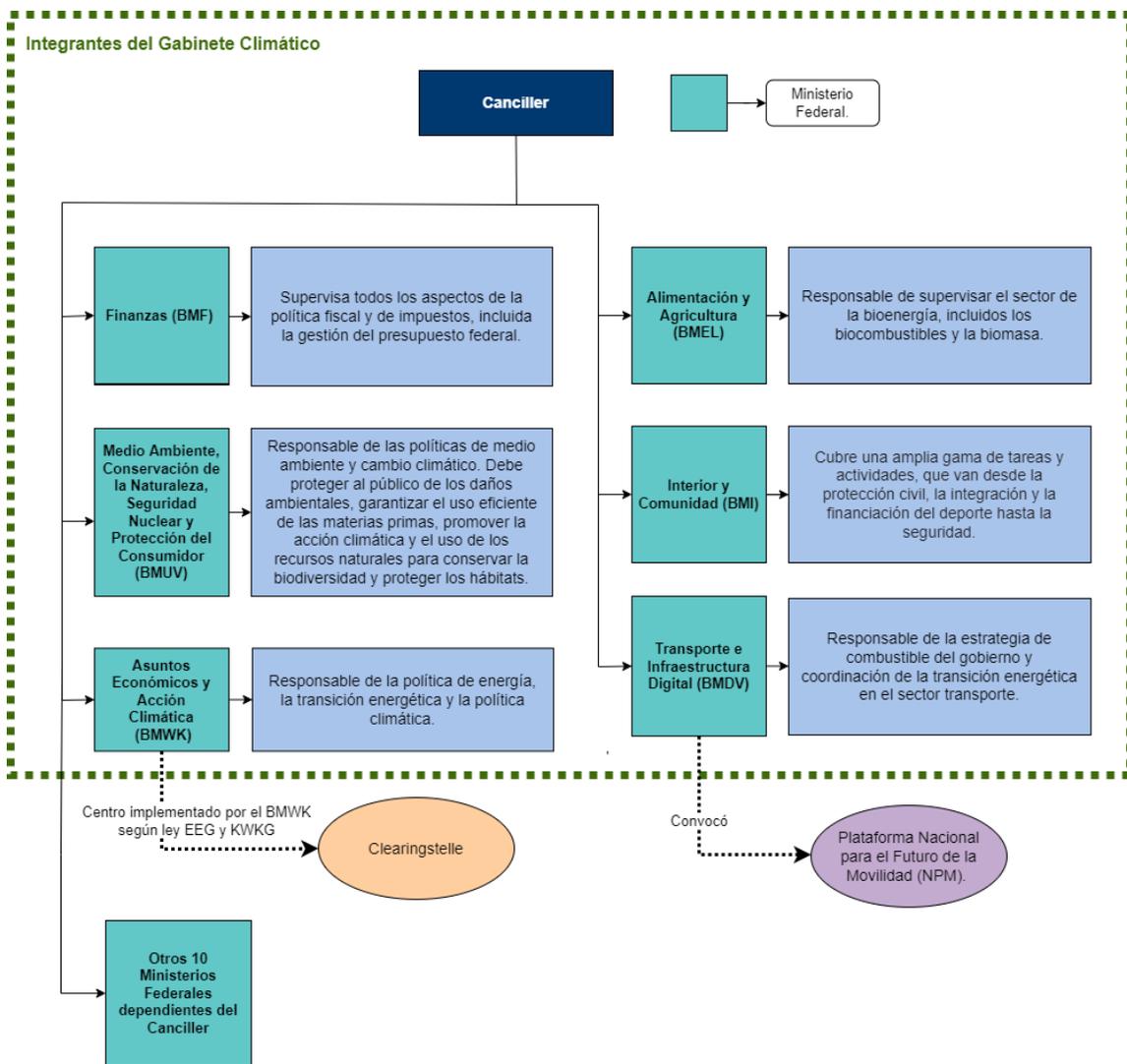
20 PNIEC de Alemania para el período 2021 a 2030. https://ec.europa.eu/files/de_final_necp_main_en

1.2.3. Descripción de instituciones relevantes para el despliegue de las energías renovables en Alemania

La República Federal de Alemania es una república parlamentaria federal con 16 estados (Länder). El jefe de Estado es el Presidente, que tiene principalmente responsabilidades representativas. El gobierno está dirigido por el canciller, designado por el Bundestag (Parlamento Federal). El canciller nombra a los ministros federales. En la siguiente figura se muestran las principales entidades del gobierno relacionadas con el cumplimiento de las metas de reducción de GEI, en Alemania junto con algunas de sus funciones.

Figura 5: Diagrama de entidades del Gobierno Alemán relacionadas con metas de GEI.

Fuente: Elaboración propia en base a informe Germany 2020 Energy Policy Review, IEA: <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/>; <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/en/>



Desde 2013, ha estado operando en Alemania el Clearingstelle EEG|KWKG, que es un centro de resolución extrajudicial de conflictos, en nombre del Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Acción Climática (BMWK). Esta institución es completamente neutral, su objetivo es prevenir y resolver conflictos que se produzcan en el marco de las leyes de energías renovables EEG, KWKG y MsbG y sus exigencias, dentro del territorio alemán. Esta institución está encargada de responder preguntas generales o abstractas, en lo concerniente solamente a fuentes de energía renovable (eólica, hídrica, solar, biomasa, etc.), sobre cómo interpretar las leyes que afectan a una multitud de personas/operadores y sectores. Las leyes son bastante complejas, por lo cual su interpretación genera bastantes preguntas respecto a su aplicación. Con esta iniciativa se busca generar seguridad jurídica, para la operación en curso y para las nuevas inversiones.

En 2018, el gobierno federal a través del Ministerio de Federal del Transporte convocó la Plataforma Nacional para el Futuro de la Movilidad (NPM).²¹ El objetivo de la NPM es el desarrollo de rutas intermodales y de enlace para un sistema de transporte en gran parte neutro en GEI, que garantice una movilidad eficiente, de alta calidad, flexible, disponible, segura, resiliente y asequible tanto para pasajeros como para transporte de carga. La NPM trabaja en seis grupos de trabajo, que proponen opciones de acción de una manera tecnológicamente neutral y formulan recomendaciones de acción para el gobierno federal. Los actores involucrados en la plataforma trabajaron de forma independiente y gratuita. Durante el último período legislativo del parlamento alemán, la NPM fue un lugar central para discutir decisiones estratégicas en el campo de la movilidad.²²

En marzo de 2019 Alemania estableció el llamado gabinete climático, encabezado por la canciller y compuesto por ministros de Asuntos Económicos y Acción Climática (BMWK), Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza, Seguridad Nuclear y Protección del Consumidor (BMUW), Transporte, Interior y Comunidad, Alimentación y Agricultura y Finanzas. Con base en las propuestas del gabinete climático, el gobierno alemán adoptó el Programa de Acción Climática 2030.²³

1.2.4. Principales avances de reducción de emisiones de GEI en Alemania

Alemania ha sobrepasado los objetivos a 2020 definidos por la RED para los ámbitos de electricidad y calefacción/refrigeración. Sin embargo, ha tenido dificultades para lograr la incorporación del 10% de energías renovables en el sector transporte, esto explicado por el bajo volumen de mezcla de energías renovables permitido en los combustibles fósiles, los que corresponden de bioetanol con un máximo de 10% de mezcla en las gasolinas y biodiesel con un máximo de 7% de mezcla en diésel. Por otra parte, destaca en Alemania la producción de biogás que alcanzó a 8 millones de toneladas anuales de petróleo equivalente utilizado principalmente para producción de electricidad, incentivado por el marco regulatorio que otorgaba precios preferenciales de largo plazo garantizados a la electricidad generada a partir de biogás (Feed-in tariffs, FiTs). En 2017, el biogás representó el 5 % de la generación total de energía y el 28 % de toda la energía a gas.²⁴

21 <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/en/news/nationale-plattform-zukunft-der-mobilitaet-startet/>

22 National Platform Future of Mobility - Results From 3 Years of The NPM (2018 To 2021), NPM Octubre 2021.

23 Germany 2020, Energy Policy Review, International Energy Agency, febrero 2020, pag. 12.

24 Germany 2020, Energy Policy Review, International Energy Agency, febrero 2020, pag. 86.

1.3. Despliegue de las energías renovables en California, Estados Unidos

1.3.1. Marco regulatorio para energías renovables en California

La Ley de Soluciones al Calentamiento Global²⁵ AB 32 del estado de California del 2006 fue la primera ley aprobada que requirió la reducción de las emisiones de GEI al mismo nivel de 1990 para el año 2020. Posteriormente, se planteó reducir las emisiones de GEI en 40 % respecto de 1990 en el 2030 (Ley SB 32 -2016);²⁶ reducir las emisiones de contaminantes de corta vida atmosférica, como metano, en 40% a 50 % respecto del 2013 en el año 2030 (Ley SB 1383 -2016) y alcanzar la carbono neutralidad de la economía en el año 2045 (Orden Ejecutiva B-55-18).

La Ley AB 32 ordenó a la Junta de Recursos del Aire de California (CARB, en sus siglas en inglés) que sea la agencia principal para implementar la ley y que elabore el Plan de Alcance (Scoping Plan) que delinea la estrategia, las transformaciones y acciones necesarias para reducir las emisiones, siendo el primero publicado en el 2008. El Plan de Alcance consideró que la mejor manera de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de una amplia variedad de fuentes es a través de un programa de “cap and trade” (que fija precio al carbono y límites decrecientes de emisión de GEI) con una combinación de estrategias complementarias que combinan enfoques regulatorios basados en incentivos de mercado, regulaciones, medidas voluntarias, tarifas, políticas y programas.

La parte de los ingresos de la subasta del “cap and trade”, que corresponde al Estado es depositada en el Fondo de Reducción de Gases de Efecto Invernadero (GGRF). Como resultado de las distintas subastas realizadas desde el 2013 a febrero 2022 el Estado de California ha recibido 19.201 millones de dólares (MUSD). Este Fondo se utiliza para financiar una variedad de proyectos que proporcionarán reducciones a largo plazo en las emisiones de GEI.

1.3.2. Programas implementados en California para alcanzar metas de reducción de GEI.

De acuerdo con el inventario de GEI, el sector transporte aporta el 40% de las emisiones de GEI en California. Para alcanzar las metas de reducción de GEI se debe disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. Para ello, es necesario desarrollar y aumentar la disponibilidad de combustibles de tipo renovable para la tecnología actual de motores, así como avanzar en la tecnología de vehículos de cero emisiones. En base al Plan de Alcance (Scoping Plan) en el sector transporte se están desarrollando los siguientes programas, entre otros:

- Programa de Transporte Limpio (2007):²⁷ su objetivo es expandir la producción de combustibles renovables y alternativos bajos en carbono, acelerar el desarrollo de infraestructura de carga de combustible para vehículos de bajas y cero emisiones (tales como estaciones de carga eléctrica y de hidrógeno); acelerar el avance y la adopción de combustibles alternativos, tales como: diésel renovable, energía eléctrica renovable, hidrógeno y biogás, entre otros; y vehículos de tecnología avanzada, incluidos vehículos de bajas y cero emisiones, entre otros. Esto a través de financiamiento de una amplia cartera de proyectos de transporte y de combustibles, apalancando inversión pública y privada.
- Programa Estándar de Combustibles de Bajo Carbono (LCFS - Low Carbon Fuel Standard)

25 <https://ww2.arb.ca.gov/es/node/2235>

26 https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billTextClient.xhtml?bill_id=201720180SB32

27 Programa de Transporte Limpio. energy.ca.gov/programs-and-topics/programs.

(2009):²⁸ su objetivo es reducir la intensidad de carbono (IC) (medida en gCO₂eq./MJ) de los combustibles de transporte (gasolina y diésel), proveer de alternativas de combustibles bajos en carbono y renovables, y disminuir la dependencia del petróleo, a través de un sistema de mercado de créditos y déficits. Las metas del Programa son alcanzar una reducción de 10% en la Intensidad de Carbono de los combustibles en el año 2022 y de 20% en el año 2030, respecto del año 2010. El programa no fija cuotas de renovables o de algún combustible específico, sólo fija la meta de intensidad de carbono del pool de combustibles, decreciente año a año. Esto entrega flexibilidad al sistema. Respecto de los incumplimientos el CARB contempla la aplicación de una multa,²⁹ para cada déficit que no sea eliminado al final de un período de cumplimiento queda sujeto a una sanción que no exceda los 1.000 dólares por tonelada de CO₂.

- Programa Vehículos Limpios Avanzados (Advanced Clean Cars) (2012):³⁰ se enfoca en: (1) regulación de vehículos de baja emisión (low emission vehicles - LEV) para contaminantes dañinos para la salud y emisiones de GEI; (2) regulación de vehículos de cero emisión (Zero Emission Vehicles - ZEV). La regulación ZEV exige que los fabricantes aumenten la cantidad de vehículos disponibles para la venta que no emiten gases de escape, incluidos los vehículos eléctricos de batería, (BEV), de celda de combustible de hidrógeno (FCV) y los vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV). Los fabricantes deben producir para la venta en California un cierto porcentaje de ZEV y PHEV en un año determinado, aumentando del 4,5% en 2018 al 22% en 2025 de sus ventas promedio de los últimos años.

El detalle de las principales medidas implementadas por el Estado de California, en los distintos segmentos de mercado se muestran en Tabla 9: Estrategia de control de GEI sugerida para cada sector que genera emisiones de GEI. Tabla 9: Estrategia de control de GEI sugerida para cada sector que genera emisiones de GEI.

1.3.3. Principales avances en reducción de emisiones GEI en California

Respecto de la meta fijada por la Ley AB 32 de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al mismo nivel de 1990 para el año 2020, que era de 432 Mton CO₂ eq., se logró anticipadamente el 2016. Esta meta se alcanzó principalmente por la fuerte reducción en el sector eléctrico, debido al desarrollo de la energía eólica y solar.

En el sector Transporte, si bien el parque vehicular liviano aumentó en 30% desde el 2010 al 2019, las emisiones de GEI del ciclo de vida de los energéticos del sector transporte se redujeron en términos de la intensidad de carbono. Se sobrepasó la meta del programa LCFS del año 2021. Si bien la meta para el año 2021 era de 8,75% de reducción de la intensidad de carbono, se logró un 9,36%, muy cercano del 10% fijado como meta del año 2022.³¹ Los incentivos del programa LCFS generaron un fuerte crecimiento del diésel renovable que comenzó a sustituir al diésel fósil. Esta sustitución aumentará en el futuro, con la entrada en operación de nuevas plantas de producción. Al año 2021, la participación de diésel renovable en el pool de diésel fue de 25% y la de biodiésel fue de 8%.

Los incentivos del programa LCFS generaron un fuerte crecimiento de bio CNG o gas natural renovable, que prácticamente desplazó al gas natural fósil como combustible vehicular elevando

28 Programa LCFS. ww2.arb.ca.gov/es/our-work/programs.

29 Low Carbon Fuel Standard Regulation, Title 17, California Code of Regulations (CCR), section 95494 Violations.

30 Programa Advanced Clean Cars. ww2.arb.ca.gov/es/our-work/programs.

31 LCFS Data Dashboard. <https://ww2.arb.ca.gov/es/resources/documents/lcfs-data-dashboard>

su consumo a más del doble, reduciendo así también las emisiones de metano. Los incentivos del programa LCFS generaron la producción de hidrógeno renovable a partir de biogás, con lo cual, las estaciones de carga de hidrógeno para vehículos de celda de combustible están entregando hidrógeno con contenidos mayores al 40% de componente renovable que era la exigencia para optar al financiamiento del estado y optar al sistema de créditos del LCFS. Respecto de las emisiones de GEI del ciclo de vida para el hidrógeno renovable varían entre 0 y 5 g CO₂ eq./MJ³² mientras que el Biogás a partir de estiércol de criadores de cerdos varía de -340 a -390 g CO₂ eq./MJ.³³

1.3.4. Programa piloto de distribución y utilización de hidrógeno renovable

Para los mercados analizados en este estudio, se identificaron distintos programas piloto fomentados por el Estado para promover el uso de energías renovables en distintos sectores de la economía. En particular los Estados han promovido el desarrollo de infraestructura de distribución de energía renovable para uso vehicular, tanto energía eléctrica como hidrógeno renovable. Para que los Estados aporten con financiamiento los proyectos deben cumplir con criterios específicos en su diseño, tales como: ubicación en zonas geográficas determinadas por el Estado (Ej: corredores de alto tráfico que permitan desplazamientos de el mayor número de vehículos posible; zonas de usuarios vulnerables); y/o demostrar seguridad de abastecimiento de la energía renovable (Ej: hidrógeno), entre otras.

Uno de los proyectos en los que el Estado de California ha contribuido con financiamiento es el proyecto Norcal Zero-Emission Regional and Drayage Operation with Fuel Cell Electric Trucks: 2021 - 2025. El objetivo del proyecto, liderado por el Center for Transportation and the Environment (CTE), es avanzar en la tecnología de Cero Emisión, desplegando una flota de 30 camiones pesados con celda de combustible de hidrógeno modelo XCIENT desarrollados por Hyundai, construir una estación de carga de hidrógeno, operar la flota e infraestructura asociada por 6 años, reduciendo a cero la emisión de GEI. El proyecto está localizado en Oakland, al norte de California. Participan en el proyecto Hyundai Motor Co., First Element Fuel, Air Liquide, Universidad de Berkeley, East Bay Municipal Utilities District, NorCal KW, Macquarie Equipment Capital Inc., West Oakland Environmental Indicators Project. La estación de carga de hidrógeno será construida en la planta de tratamiento del East Bay Municipal Utilities District, adyacente al Puerto de Oakland. Inicialmente la flota será abastecida con hidrógeno renovable en un 57% renovable y con Intensidad de Carbono cero. Una vez que la demanda de hidrógeno aumente por otros consumidores, se considerará biogás para producir hidrógeno 100% renovable in situ. Respecto del financiamiento, el CARB aportará 12,0 millones de dólares (MUSD) y el aporte privado será de 29,2 MUSD.

32 Estrategia Nacional de H₂ de la UE. Comisión Europea COM (2020) 301, Julio 2020.

33 Biogás de proyecto H₂ Iwatani Corporation LCFS Application.

2. Marco Regulatorio de Chile para Energías Renovables

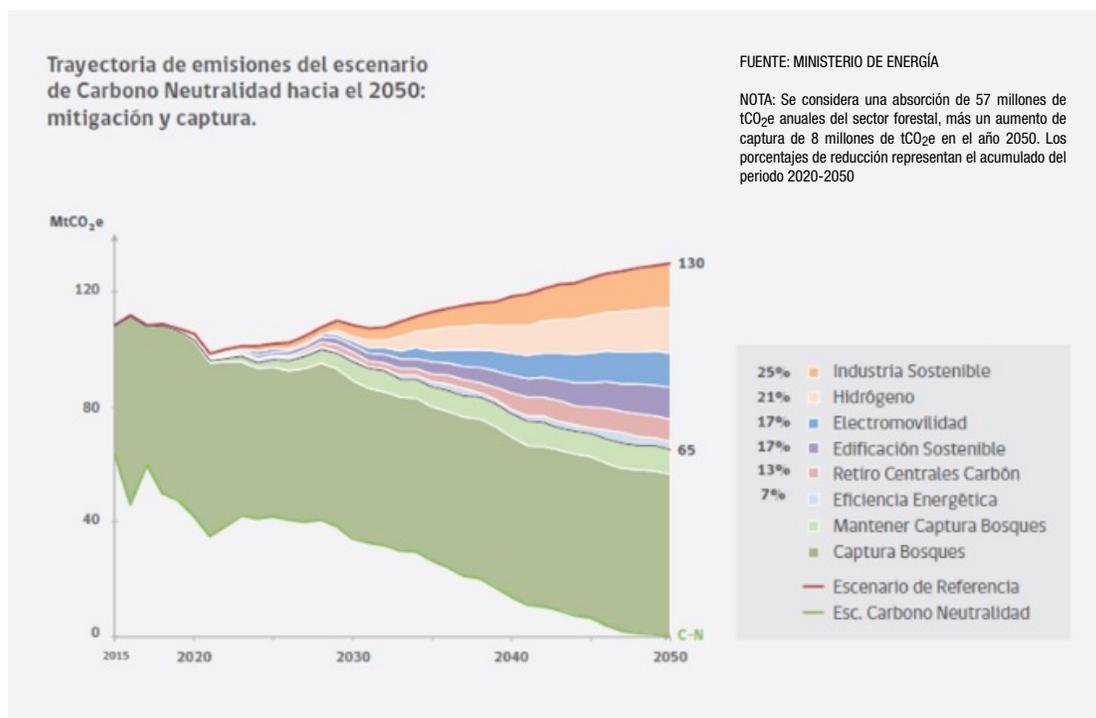
2.1. Políticas y Estrategias de Energías Renovables y reducción de GEI

Chile ha asumido el compromiso de sumarse en forma voluntaria a las exigencias de acción climática del Acuerdo de París. En dicho contexto, en el año 2020 se realizó la primera actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile desde la firma del Acuerdo de París de 2015, a través de la cual Chile se comprometió a varias acciones para alcanzar la carbono neutralidad al año 2050, entre las cuales cabe destacar el fijar un presupuesto de emisiones de GEI (conocido a nivel internacional como “carbon budget”) que no superará los 1.100 millones de toneladas de CO₂ eq., entre el 2020 y 2030, similar al ocupado por el país en los últimos 11 años registrados con estadística oficial (2006-2016).

Para cumplir el objetivo establecido a través de la NDC2020, y en particular para cumplir con la meta de carbono neutralidad al 2050, Chile ha desarrollado diferentes políticas y estrategias. En la siguiente figura se presenta el efecto esperado en términos de reducción de emisiones de las políticas y estrategias.

Figura 6: Trayectoria de emisiones del escenario de Carbono Neutralidad hacia el 2050.

Fuente: Ministerio de Energía de Chile



A continuación, se describen cada una de las principales políticas y estrategias que están operando en Chile:

Ley Marco del Cambio Climático (Ley 21.455): entre otros elementos otorga facultades al Ministerio de Medioambiente para coordinar y establecer la Estrategia Climática de Largo Plazo, como un instrumento que define los lineamientos generales de largo plazo que seguirá el país de manera transversal e integrada, considerando un horizonte a 30 años. Entre otros contenidos esta estrategia debe considerar un presupuesto nacional de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2030 y 2050, de acuerdo a criterios de costo efectividad y equidad de las cargas. Adicionalmente se consideran presupuestos sectoriales de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2030.

Ley de Eficiencia Energética (Ley 21.305) y Plan Nacional de Eficiencia Energética: la Ley de Eficiencia Energética regula distintas materias asociadas a la gestión de la energía de los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía (CCGE). Entre ellas, regula el procedimiento para informar los consumos de energía; la definición de lo que ha de entenderse por consumidores con capacidad de gestión de energía; los mecanismos para la implementación de los sistemas de gestión de energía; y los reportes que debe emitir el Ministerio de Energía sobre los avances y proyecciones de consumo de energía y eficiencia energética; y cuya propuesta se pone a disposición de la ciudadanía. Para hacer efectiva la aplicación de la regulación esta ley establece que cada cinco años, el Ministerio de Energía, en colaboración con los ministerios sectoriales respectivos, deberá elaborar un Plan Nacional de Eficiencia Energética en los siguientes ámbitos: eficiencia energética residencial; estándares mínimos y etiquetado de artefactos; eficiencia energética en la edificación y el transporte; eficiencia energética y ciudades inteligentes; eficiencia energética en los sectores productivos y educación y capacitación en eficiencia energética.

Adicionalmente, esta ley modificó el Decreto Ley N°2.224 de 1978 del Ministerio de Minería, en el que se incorpora el hidrógeno a las competencias del Ministerio de Energía; y modificó el Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1979 del Ministerio de Minería, para incluir al hidrógeno y a los

combustibles producidos a partir del hidrógeno como combustibles regulados por el Registro de Instalaciones.

Ley de ERNC (Ley 20.257): Ley ERNC establece un sistema de cuota, a través del cual obliga a las empresas eléctricas que efectúen retiros del sistema eléctrico a proveer un porcentaje de la energía (ver la siguiente tabla), ya sean éstos con un cliente libre o con empresas de distribución, en base a fuentes de energías renovables no convencionales, teniendo que acreditar dicho porcentaje de inyección ERNC en el origen de dicha energía.

Ley 20/25 (Ley 20.698): aumenta la exigencia respecto de la Ley ERNC, además de establecer la aplicación de licitaciones para adjudicar los contratos.

Ley del impuesto verde (Ley 20.780): establece impuestos que gravan las emisiones de las siguientes fuente fijas y móviles. En el ámbito de las fuentes móviles, el impuesto aplica a la primera venta de vehículos livianos y medianos. En el caso de las fuentes fijas se gravan con este impuesto las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂), producidas por establecimientos cuyas fuentes fijas, conformadas por calderas o turbinas, individualmente o en su conjunto sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible.

Política Nacional Minera 2050: establece diversos compromisos en materia de emisiones, destacando gestión de emisiones en toda la cadena de valor de la minería, como también buscar la carbono neutralidad corporativa al 2040 para la grandes mineras.

Política Energética Nacional 2050: Elaborada en base a un proceso participativo, propone una visión de un sector energético confiable, sostenible, inclusivo y competitivo. El objetivo principal de esta política es lograr y mantener la confiabilidad de todo el sistema energético, cumpliendo con criterios de sostenibilidad, inclusión y competitividad de la economía del país. Mediante estos atributos, se establece como objetivo avanzar hacia una

energía sustentable. Considerando estas dimensiones, deben desarrollarse diversas medidas y planes de acción planteados hasta el año 2050. En particular se plantea desarrollar esta visión sobre los siguientes pilares: (1) Seguridad y Calidad de Suministro, (2) Energía como Motor de Desarrollo, (3) Compatibilidad con el Medio Ambiente y (4) Eficiencia y Educación Energética.

Estrategia Nacional de Electromovilidad (Resolución 8 Exenta del Ministerio de Energía): establece un marco de acción para el desarrollo de la electromovilidad estableciendo metas concretas de uso de vehículos eléctricos, definiendo al 2040 que el 100% del transporte público urbano sea eléctrico y que al 2050 los vehículos particulares eléctricos sean el 40% del parque.

Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde: establece un marco de acción para el desarrollo del hidrógeno, así como de sus derivados como el metanol, el amoniaco y los combustibles sintéticos, en sectores como el transporte terrestre, marítimo y aéreo, minería, industrias y en el sector eléctrico. Se reconoce que este energético será necesario para que Chile experimente la transición desde los combustibles fósiles.

Estrategia de Instrumentos Económicos para la Transición Energética: busca articular instrumentos existentes y nuevos; emparejar la cancha a las energías limpias; reflejar las externalidades negativas ambientales; alcanzar el equilibrio entre disponibilidad de alternativas tecnológicas

y modificación del esquema de instrumentos económicos; todo esto bajo un esquema costo-eficiente. Para alcanzar estos objetivos se definen tres propósitos: i) equidad tributaria entre combustibles líquidos fósiles; ii) reflejar las externalidades negativas de los combustibles fósiles; iii) un sistema de instrumentos económicos eficiente y flexible. Los que se alcanzan a través de un conjunto de medidas complementarias transversales.

Estrategia Nacional de Calor y Frío: establece un marco de acción con ejes estratégicos y lineamientos de trabajo, así como medidas que se deben adoptar en el corto, mediano y largo plazo para el desarrollo y penetración de energías sostenibles en la generación de calor y frío desde una perspectiva holística y participativa.

Estrategia de Transición Justa: se enfoca inicialmente en el proceso de acompañamiento del plan de retiro de centrales a carbón. La estrategia establece lineamientos para la transición hacia nuevos empleos en energías limpias, transición como apoyo a la competitividad productiva, con foco en mitigación de emisiones. Para la implementación y seguimiento de la estrategia, se define una gobernanza en dos niveles, un nivel directivo compuesto por un Comité Interministerial y un nivel estratégico técnico de implementación, seguimiento y monitoreo, coordinado por una Secretaría Técnica que podrá convocar mesas de trabajo con diversos actores involucrados en el proceso.

A continuación, se identifica qué política y estrategia de control de emisiones de GEI se está aplicando sobre cada una de las principales actividades generadoras de emisiones de GEI.

Tabla 7: Políticas y Estrategias vs Sector Económico en Chile.

Fuente: Elaboración Propia en base a la fuente de información de la Biblioteca del Congreso Nacional de Chile

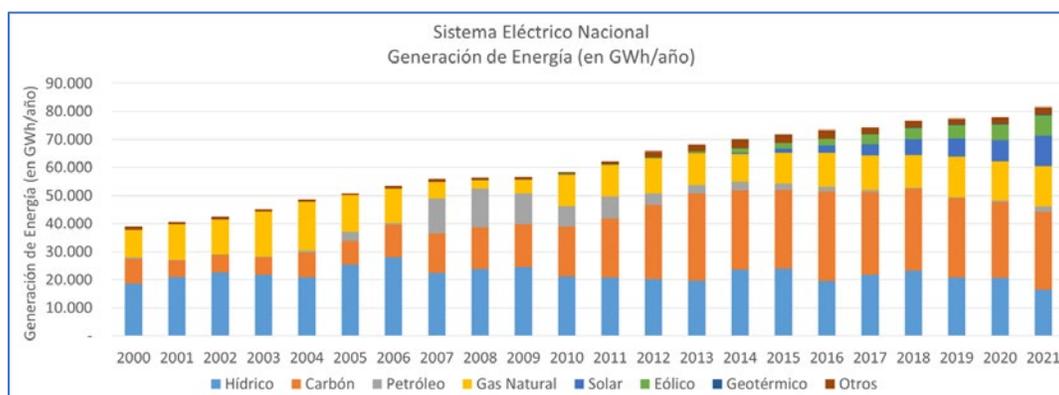
	Sector Económico				
	Generación Eléctrica	Industria	Minero	Transporte Terrestre Carretero y Ferroviario	Sector Residencial
Ley Marco del Cambio Climático	••	••	••	••	••
Ley de Eficiencia Energética	••	••	••	••	••
Ley de ERNC	••				
Ley 20/25	••				
Ley del Impuesto Verde	••	••	••	••	
Política Energética Nacional 2050	••	••	••	••	••
Política Nacional de Minería 2050			••		
Estrategia Nacional de Electromovilidad				••	
Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde		••	••	••	
Estrategia de Instrumentos Económicos para la Transición Energética	••	••	••	••	••
Estrategia Nacional de Calor y Frío		••	••		••
Estrategia de Transición Justa	••				

2.2. Opiniones de actores relevantes del sector energético respecto a la incorporación de energías renovables

De la información sectorial, presentada en la tabla previa, se puede apreciar que el único sector económico que actualmente tiene implementado un sistema que obliga en forma directa a disponer de energía de fuentes renovables es generación eléctrica. En dicho contexto, dicho sistema (en este caso la ley ERNC junto con la ley 20/25 establecen un sistema de cuota) ha dado impulso al desarrollo de las energías renovables (principalmente solar y eólica), tal como se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 7: Desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales en Sector Generación Eléctrica de Chile.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional. Sistema Eléctrico Nacional.



Esta experiencia positiva del sector de generación eléctrica abre una oportunidad para analizar la posible aplicación de un sistema que incentive el desarrollo de energías de fuente renovable en los sectores de transporte terrestre carretero y ferroviario, minería, industria y comercial residencial.

El estudio de ARUP,³⁴ concluido en marzo de 2022 en base a un levantamiento de información pública de las compañías, concluyó que: “las empresas del sector energético en Chile muestran un grado de avance heterogéneo respecto a la definición de estrategias y a la implementación de medidas asociadas a la transición energética y a la descarbonización.”

Por otra parte, basado en entrevistas y talleres desarrollados con los equipos de las principales empresas del sector combustibles en Chile también el estudio concluye que:

- “Una opinión transversal de la industria plantea que el hidrógeno verde podría tener un desarrollo relevante a partir del año 2030, fecha en la cual se proyecta una reducción importante de los costos de producción del hidrógeno, explicados por las mejoras tecnológicas y un importante aumento en la escala de los equipos para producción de hidrógeno verde.
- En la actualidad las empresas distribuidoras de combustibles líquidos ven con prioridad el tema de la electromovilidad, y las empresas de GLP y GN promueven el uso de sus combustibles que resultan ser de menores emisiones que otros energéticos.

34 Oportunidades y barreras para el despliegue del hidrógeno verde en los mercados de Chile, ARUP, Marzo 2022.

- Se estima que podría ser conveniente desarrollar otros portadores energéticos antes del hidrógeno, por ejemplo, el amoníaco, ya que se considera que los volúmenes de transporte de hidrógeno hacen que los costos sean bastante más elevados.”

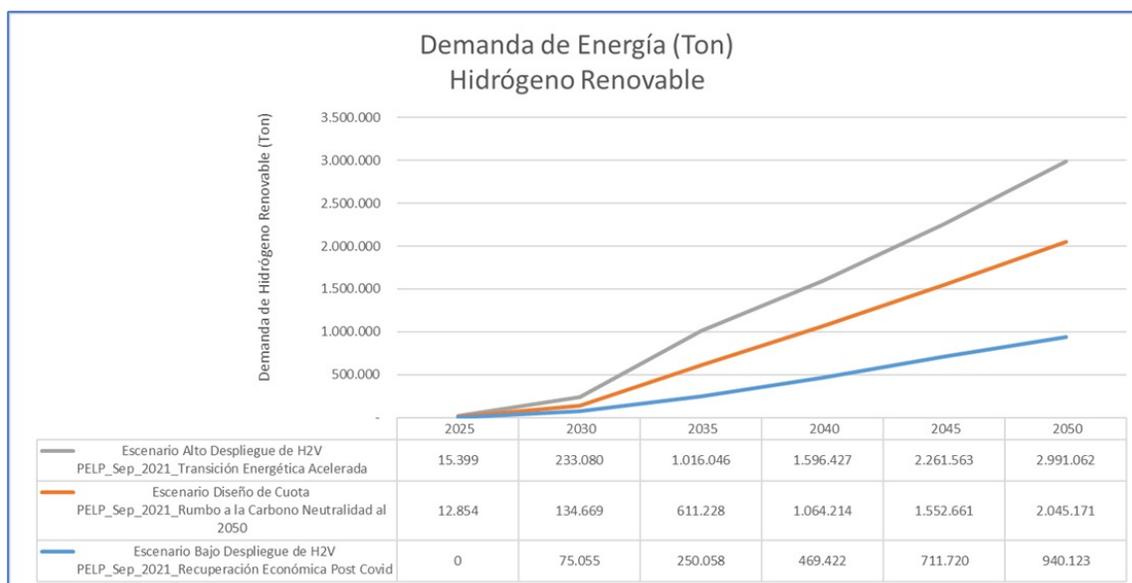
En base a estos antecedentes, se puede concluir que existe el interés de las compañías por avanzar en la reducción de las emisiones de GEI en sus operaciones, pero es relevante acordar los plazos en función de los avances tecnológicos, que permitan el uso de las energías renovables, en particular del hidrógeno y sus portadores energéticos. Una de las fuentes de información son los 6 proyectos que está impulsando CORFO a nivel nacional para producción de hidrógeno renovable y también es relevante el monitoreo del avance internacional de las tecnologías.

2.3. Proyecciones PELP 2023-2027 del mercado de energía eléctrica renovable e hidrógeno renovable.

La proyección de demanda de energía del sector combustibles en Chile se abordó a través de tres escenarios de proyección desarrollados por el Ministerio de Energía en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), en el mes de septiembre de 2021. Estos escenarios se clasificaron en función del nivel de despliegue de hidrógeno renovable en Chile (ver la siguiente figura). En el escenario de bajo despliegue de hidrógeno su demanda alcanza a 0,9 Mt/a al 2050 (En PELP, Escenario de Recuperación Económica Post Covid), en el escenario diseño de cuota la demanda de hidrógeno renovable alcanza a 2,0 Mt/a al 2050 (En PELP, Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad al 2050) y en el escenario de despliegue alto de hidrógeno su demanda alcanza a 3,0 Mt/a al 2050 (En PELP, Escenario de Transición Energética Acelerada).

Figura 8: Proyección Demanda de Hidrógeno Renovable (Ton) (2025-2050)

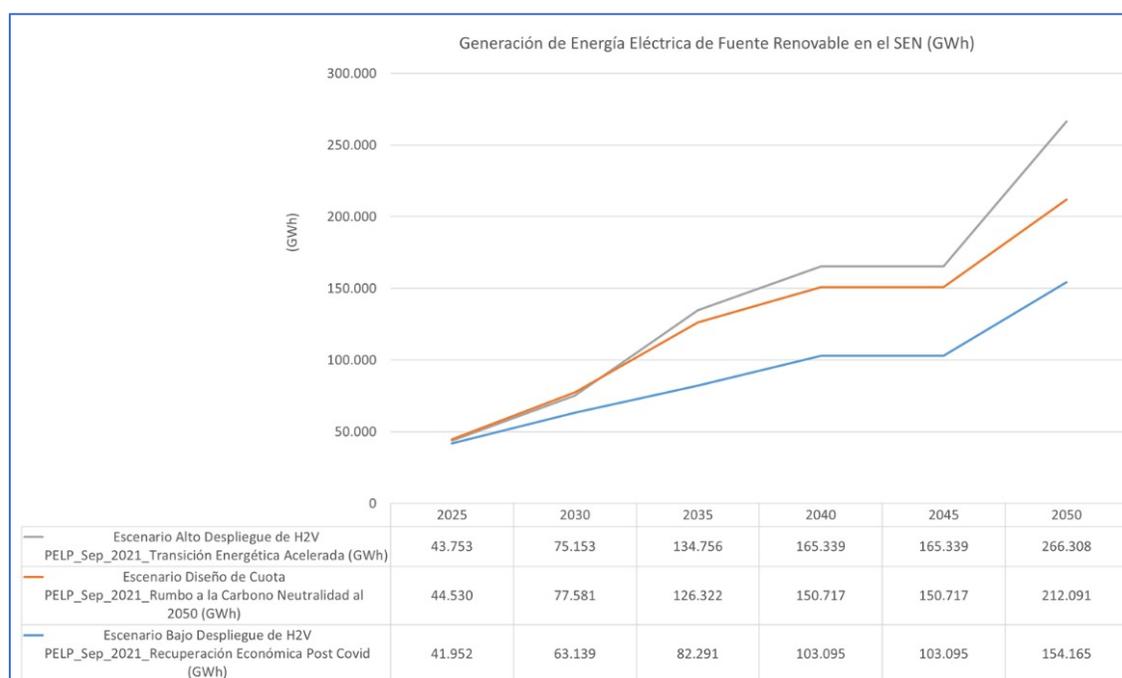
Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones del PELP 2023-2027 del Ministerio de Energía de Chile.



En el caso de la generación de energía eléctrica de fuente renovable (ERNC) en el SEN, las proyecciones de los tres escenarios PELP presentan una participación por sobre el 80% al 2050, se debe mencionar que en esta categoría no se incluyen plantas hidroeléctricas con una capacidad superior a 20 MW. El consumo total de energía eléctrica en Chile durante el año 2020 alcanzó a 78 mil GWh, de los cuales 17 mil GWh correspondieron a ERNC. En el escenario de bajo despliegue de hidrógeno la generación de energía eléctrica de fuente renovable (ERNC) en el SEN alcanza a 154 mil GWh al 2050, en el escenario diseño de cuota alcanza a 212 mil GWh al 2050 y en el escenario de despliegue alto de hidrógeno alcanza a 266 mil GWh al 2050. Ver la siguiente figura.

Figura 9: Proyecciones de Generación Eléctrica de Fuente ERNC (GWh) (2025-2050)

Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones del PELP 2023-2027 del Ministerio de Energía de Chile.



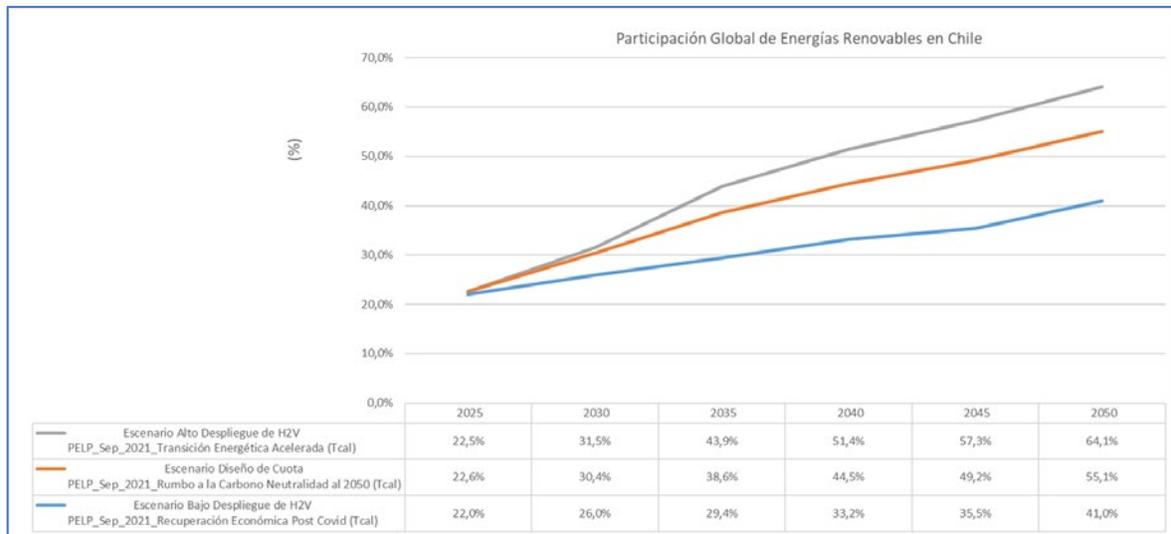
2.4. Escenarios de Participación Global de Energías Renovables y Emisiones 2025-2050.

Considerando la proyección de demanda asociada a los tres escenarios PELP 2023-2027, se calculó la participación global de energías de energías renovables 2025-2050. En el caso del escenario de Bajo Despliegue de Hidrógeno, al 2030, la energía renovable alcanzaría un 26% de participación, mientras que al 2050 la participación de las energías renovables alcanzaría un 41% del consumo total de energía. En el caso del escenario de Diseño de Cuota, al 2030, la energía renovable alcanzaría un 30,4% de participación, mientras que al 2050 la participación de las energías renovables alcanzaría un 55,1% del consumo total de energía. En el caso del escenario de Alto Despliegue de Hidrógeno Renovable, al 2030, la energía renovable alcanzaría un 31,5% de participación, mientras que al 2050 la participación de las energías renovables alcanzaría un 64,1% del consumo total de energía.

En el escenario Diseño de Cuota, al 2050, la emisión de GEI se estima en 43 millones de tCO₂, lo que corresponde a una reducción de 54% respecto del año 2018. En el caso del escenario de Alto Despliegue de Hidrógeno, al 2050, la emisión de GEI se estima en 33 millones de tCO₂, lo que corresponde a una reducción de 65% respecto del año 2018.

Figura 10: Proyecciones de Participación Global de Energías Renovables en Chile (2025-2050)

Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones del PELP 2023-2027 del Ministerio de Energía de Chile.



3. Propuesta de Sistema Cuota de Energías Renovables para Combustibles en Chile

3.1. Enfoque Global

3.1.1. Elementos del marco de gestión global para reducción de emisiones de GEI en Chile

El marco regulatorio para un sistema de cuotas de energía renovable en el sector de combustibles en Chile, debe ser parte de un sistema integral que permita la reducción de emisiones de GEI. La siguiente figura describe las componentes del sistema integral que se propone desarrollar en el caso de Chile, en el cual el sistema de cuotas de energías renovables es uno de los elementos para alcanzar las metas de reducción de emisiones de GEI. Cada uno de estos elementos son descritos en las siguientes secciones de este capítulo.

Esta propuesta para Chile se ha elaborado considerando la experiencia tanto de la UE como California que llegaron a la conclusión que alcanzar las metas de reducción de emisiones de GEI a través de la incorporación de energías renovables, se debe abordar a través de una combinación de políticas que deben mantener un cuidadoso equilibrio entre fijación de precios del carbono, metas, normas y medidas de apoyo. Una dependencia excesiva de políticas reglamentarias reforzadas daría lugar a cargas económicas innecesariamente elevadas. Por otra parte, la fijación de precios del carbono ya sea por fijación de parte del Estado o por un RCDE, por sí sola no superaría las deficiencias persistentes del mercado ni las barreras no relacionadas con el mercado, tales como el proceso de aprobación de los proyectos requeridos o la necesidad de estándares para un despliegue de infraestructura de recarga o repostaje.

Tabla 8: Marco de Gestión Global para reducción de GEI en Chile.

Fuente: Elaboración Propia.

Metas	Precios	Normas
<ul style="list-style-type: none"> • Alcanzar la carbono neutralidad al 2050 (Ley MCC) • Reducción de emisiones GEI sectoriales. • Metas del contenido mínimo de energías renovables en la matriz energética y sectores relevantes en emisiones de GEI (fase 1) • Metas de reducción de intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero (fase 2). • Mejoras de eficiencia en el uso de la energía 	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer sistema Cap-and-trade de emisiones de GEI, que incluya los sectores generación eléctrica e industria. • Revisar política de impuesto a los combustibles: eliminar exenciones y modificar el cálculo considerando el contenido energético e impacto ambiental y ampliar la base de aplicación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Definición de mecanismos de captura de información y de control que permitan auditar el cumplimiento de la nueva normativa • Ajuste de normas de emisiones de CO₂ en vehículos pesados y medianos y livianos • Ajuste de normas de combustibles ampliando el % de biocombustibles que se pueda mezclar (ampliación RVP gasolinas). • Especificación de estándares de infraestructura que permita el despliegue de nuevos combustibles renovables en transporte
Medidas de apoyo		
<ul style="list-style-type: none"> • Promover programas piloto de infraestructura de distribución de hidrógeno en transporte pesado y buses • Promover producción de biogás, diésel/kerosene renovable y biocombustibles avanzados (de algas o residuos forestales). • Mitigar los efectos de la transición energética en sectores vulnerables 		

3.1.2. Base cuantitativa aplicada para la determinación de las metas indicativas en el sistema de cuotas en Chile.

Las cifras que se muestran en el presente informe, respecto a reducción de emisiones de GEI, así como las cuotas mínimas de energías renovables que se requeriría incorporar en el sector de combustibles, se han determinado en base al escenario de demanda energética denominado Rumbo a la Carbono Neutralidad de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del período 2023 a 2027, el cual incluye las medidas necesarias para alcanzar la carbono neutralidad en Chile al 2050. De esta forma las cuotas planteadas en este informe son cifras indicativas.

Las cuotas de energías renovables definitivas deben determinarse a través de un análisis cuantitativo específico, en base al criterio de costo-efectividad, tal como lo establece la Ley de Cambio Climático. En este análisis se debe determinar para los sectores en los cuales se busca implementar las cuotas mínimas de energías renovables, entre otros elementos, las proyecciones actuales de las compañías en términos de reducción de emisiones de GEI en sus actividades, el costo medio y el costo marginal de las cuotas mínimas propuestas, la disponibilidad proyectada de los energéticos renovables, así como de las tecnologías que permitan el uso de dichas energías renovables, las implicancias en independencia y seguridad energética de Chile. Este análisis debe considerar la participación de las partes interesadas.

3.1.3. Propuesta de estrategia de control de GEI y sistema de cuotas de energías renovables en combustibles

Tomando en consideración la experiencia internacional de los casos de Europa y California, descrita en el capítulo 1 de este informe, la cual se resume en Tabla 9: Estrategia de control de GEI sugerida para cada sector que genera emisiones de GEI. Tabla 9: Estrategia de control de GEI sugerida para cada sector que genera emisiones de GEI. y considerando la estructura de la cadena de valor de energía en el caso de Chile, para cumplir con las metas de carbono neutralidad, se propone las siguientes estrategias para controlar las emisiones GEI en cada uno de los sectores considerados en el estudio:

- 1) Implementación de sistema “cap-and-trade”, que considere los sectores generación eléctrica e industria.
- 2) Implementación de sistema de cuota para los sectores de transporte (terrestre carretero y ferroviario) y minería.
- 3) Implementación de mezcla de biogás con gas natural. Si se toma la decisión de incorporar hidrógeno renovable con gas natural se recomienda no exceder el 5%.
- 4) Para aviación se propone dar seguimiento al Plan de Acción Estatal, presentado por Chile, ante la Organización Internacional de Aeronáutica Civil (ICAO), la cual contempla un plan de acción para los operadores nacionales a través del Programa Vuelo Limpio gestionado por la Agencia de Sostenibilidad Energética (AgenciaSE) y apoyado por la Junta de Aeronáutica Civil (JAC) del MTT. Para los operadores internacionales se plantea incorporarse al CORSIA, medida global basada en el mercado diseñada para compensar las emisiones de CO₂ de la aviación internacional, liderada por la ICAO.

- 5) En el sector marítimo, se propone analizar las implicancias de la nueva normativa definida por la IMO (Organización Marítima Internacional) que establece una clasificación de las flotas de las distintas compañías navieras en base a un Índice de Intensidad de Carbono. Adicionalmente, Dinamarca, Estados Unidos, Noruega como líderes y otros 12 países de todo el mundo como miembros, han apoyado en la cumbre climática COP26 de Glasgow el objetivo de reducir a cero las emisiones del transporte marítimo para 2050. En Abril de 2022 han publicado el cronograma con los principales hitos para alcanzar su objetivo.³⁵ En el ámbito internacional, Maersk, uno de los principales actores del transporte marítimo en enero de 2022, informó que se convertirá en uno de los mayores consumidores de hidrógeno verde del mundo, a través de su pedido de 12 nuevos buques portacontenedores alimentados con metanol renovable.

Es importante tener presente que la propuesta de implementar una estrategia de “cap and trade” se fundamenta en la experiencia a nivel de Europa y California, donde los resultados, en términos de efectividad en la reducción de emisiones, ha sido mayor que en el caso de aplicar un sistema de cuotas de energía renovable por sector. Esto se explica por el hecho que al aplicar un sistema del tipo “cap and trade” se pueden aprovechar las ventajas comparativas de los diferentes sectores económicos en cuanto a la búsqueda de soluciones tecnológicas y energéticas para cumplir con las metas de reducción de emisiones. Otro aspecto importante a destacar es el hecho que cuando se aplica un sistema del tipo “cap and trade”, el tipo de bien a intercambiar, en el caso de los certificados de emisión transable, se transforma en un bien cuya equivalencia es para todos los sectores por igual a diferencia de lo que significaría transar cuotas de diferentes energéticos como podría ser, por ejemplo, el caso de electricidad renovable versus hidrógeno renovable.

Tabla 9: Estrategia de control de GEI sugerida para cada sector que genera emisiones de GEI.

Fuente: Elaboración Propia.

Segmento	Unión Europa	California, Estados Unidos	Chile
Generadoras Eléctricas e Industria	Sectores incluidos en Emissions Trading System (ETS) Europeo con reducción de 4,2% anual de emisiones de GEI, para el período 2021 a 2030. En sector industrial se incluye las refinерías de petróleo y sector minería.	Sectores incluidos en programa Cap-and-Trade con reducción anual de emisiones de GEI a tasa de -13,4 Mt/a período 2021 a 2030 (2022:-4,1%; 2030:-6,3% anual) En sector industrial se incluye las refinерías de petróleo y sector minería. A partir de 2015 incluyó el sector transporte.	Incorporar ambos segmentos a un sistema Cap-and-trade, con una tasa anual de reducción de emisiones de GEI (Según PELP la tasa sería 7,1% anual para 2021 a 2030). Mantener esquema de exigencia de un de energía renovable en el mix de generación de EE, hasta que se implemente el sistema Cap-and-trade.
Transporte	Cuota de energía renovable en combustibles 10% al 2020 y 14% al 2030. Meta de reducción de IC de 13% al 2030 respecto a 2010. A partir de 2026 se incorporarán al ETS. Cuota la debe cumplir el proveedor de energía al sector.	Programa LCFS, establece metas de IC por combustible -20% al 2030 para diésel y gasolina y los alternativos a ellos, respecto a 2010, que debe cumplir el proveedor. Tienen su propio sistema de ETS.	Establecer una cuota mínima de energía renovable a los proveedores de energía: 2025: 0,6%; 2030: 4,1%; 2035: 18,7%; 2040: 32,1%; 2050: 52,6%.
Minería	Incluido en el ETS Europeo como parte del sector industria.	Incluido en Cap-and-trade como parte del sector industria.	Establecer una cuota mínima de energía renovable a las empresas del sector minería. 2025: 23,5%; 2030: 41,1%; 2035: 53,7%; 2040: 61,9%; 2050: 82,2%.
Aviación	A partir de 1.1.2023 se exige cuota de energía renovable 2030, 2040,2050: 5%,32%, 63%; e-fuels: 0,7%, 8%, 28%. Implementación CORSIA viajes internacionales. A partir de 2026 en ETS Europeo	Vuelos internacionales sujetos a CORSIA	Realizar seguimiento al Plan de Acción Estatal presentado por Estado de Chile a ICAO en abril de 2022. En el ámbito nacional programa Vuelo Limpio. En el ámbito internacional CORSIA.
Marítimo	Meta de reducción de IC para buques de más de 5.000 ton: 2025: -2%; 2030: -6%; 2040: -26%; 2050: -75%. reduce el . Desde 2023 a 2026 se incorpora a ETS Europeo. IMO a partir de 2023 establece clasificación naves según Intensidad de carbono	IMO a partir de 2023 establece clasificación según Intensidad de carbono, para viajes internacionales.	IMO a partir de 2023 establece clasificación según Intensidad de carbono, para viajes internacionales. Se propone establecer programa de reducción en base a mesa de trabajo liderada por el Estado.
Edificios	Incrementará el uso de energías renovables en los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración en 2,1 puntos porcentuales al año. El sector público tendrá que renovar el 3 % de sus edificios anualmente. Se incorporan al ETS.		Exigencias de mejora en eficiencia de artefactos y en los estándares de construcción a través de Ley de Eficiencia Energética.

35 <https://dma.dk/environment-and-climate/zero-emission-shipping-mission>

3.2. Sistema de cuota para transporte y minería

3.2.1. Cuota de Energía Renovable para el Sector Transporte Terrestre Carretero y Ferroviario (TTCF)

3.2.1.1. Conceptos para determinar la Cuota en el Sector TTCF

Para definir la cuota del sector Transporte Terrestre Carretero y Ferroviario (TTCF), se deben considerar los siguientes aspectos:

- a) Descripción del sector transporte a regular: Se incluye el sector transporte por carretera incluyendo vehículos livianos con peso bruto menor a 2.700 kg; vehículos medianos: peso bruto en el rango a 2.700 kg a 3.860 kg y vehículos pesados con peso bruto superior a 3.860 kg;³⁶ y transporte ferroviario.
- b) Responsable del cumplimiento de la cuota: El responsable corresponde al proveedor de energía para el sector. Se entiende por proveedor el primer vendedor de la energía. El distribuidor que realiza la venta final al sector transporte debe exigir al proveedor el certificado de cumplimiento de la cuota mínima de energía renovable.
- c) Período de cumplimiento: Ciclo de ventas anuales, el total de ventas entre el 1 de enero y 31 de diciembre de cada año calendario.
- d) Energía Renovable: Se entiende aquella que cumple los criterios de sostenibilidad, que dicen relación con una reducción mínima de emisiones de GEI del ciclo de vida, respecto del combustible fósil, y dispone de certificación de origen en caso de aquella energía proveniente de origen biológico.
- e) Respecto del cumplimiento de la cuota de energía renovable: El proveedor de Energía del sector TTCF, podrá demostrar el cumplimiento de la cuota a través de la incorporación en su mix de consumo de energía de los energéticos renovables que se indican a continuación:
 - Energía eléctrica renovable.
 - Biocarburante sustentable: Para el caso del diésel, se sugiere aplicar un límite de 7% al biodiésel, similar al aplicado por la UE; el diésel base CARB permite máximo 5%, pero se puede realizar mezcla hasta 20%;³⁷ En caso de bioetanol se propone incorporar hasta 10% en la gasolina.³⁸
 - Biocarburante avanzado: obtenido de algas y desechos forestales, entre otras.
 - Diésel renovable: Proveniente de aceite reciclado y grasas animales. Se propone no establecer límite en la mezcla, debido a que tiene similar composición al diésel. UE limita a 1,7% para efectos de ser considerado en cumplimiento de cuota de renovable por parte del proveedor;³⁹ California sin límite alcanzó 25% en 2021.⁴⁰
 - Biogás: Proveniente de vertederos municipales o estiércol de animales entre otras. Sin límites para mezcla con gas natural.

36 Clasificación de pesos de los vehículos según el DS 40 del Ministerio de Transporte de noviembre de 2019.

37 Fuente Diesel CARB para 5% y hasta 20%: CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD REGULATION ON COMMERCIALIZATION OF ALTERNATIVE DIESEL FUELS- Title 13, California Code of Regulations, Sections 2293 – 2293.9 and Appendix 1 - Effective May 3, 2021

38 El límite del 10% está relacionado con las emisiones evaporativas del bioetanol.

39 Directiva UE 2001/2018 Artículo 27 apartado b.

40 LCFS Quarterly Summary Abril 30 2022. ww2.arb.ca.gov/es/our-work/programs.

- Hidrógeno renovable: utilizado directamente como combustible.
- Combustibles de carbono reciclado: Se refiere a energéticos elaborados a partir de gases residuales de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales e hidrógeno renovable.
- Carburantes líquidos y gaseosos: Se tendrán en cuenta los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico también cuando se utilicen como producto intermedio para la producción de combustibles convencionales (ej: uso de hidrógeno renovable en refinerías).

3.2.1.2. Fórmula y Criterios de Cálculo de la Cuota en Sector TCCF

Tomando en consideración los conceptos previos, la cuota de energía renovable para el sector Transporte Terrestre Carretero y Ferroviario (TCCF) se calculará según la siguiente fórmula:

Cuota de Energía Renovable en TCCF

$$= \frac{\text{Consumo Total de Energía en TCCF Procedente de Fuentes Renovables}}{\text{Consumo de Total Energía en TCCF}} * 100\%$$

Para el cálculo del numerador, es decir, la cantidad de energía procedente de fuentes renovables consumida en el sector TCCF, se tendrá en cuenta el contenido energético de todos los tipos de energía procedente de fuentes renovables suministrada al sector TCCF. Se deberá tener en cuenta también los combustibles de carbono reciclado.

Para el cálculo del denominador, es decir, el contenido energético de los combustibles para el sector TCCF suministrados para su consumo o utilización en el mercado, se tendrán en cuenta el consumo nacional de gasolina, diésel, los biocarburantes, el biogás, los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico, los combustibles de carbono reciclado y la electricidad suministrada para los sectores del transporte por carretera y por ferrocarril.

Para el cálculo del numerador de la cuota mínima de energías renovables en TCCF, tal como se indica en su definición general, se deben incluir todos los tipos de energía procedente de fuentes renovables suministrada al sector TCCF (incluyendo la energía eléctrica renovable, los biocarburantes, biocarburantes avanzados, carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico (hidrógeno), entre otros). Se aplicarán adicionalmente los siguientes criterios:

- a) Se tendrán en cuenta los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico (hidrógeno renovable) también cuando se utilicen como producto intermedio para la producción de combustibles convencionales (Ejemplo: en refinerías de petróleo);
- b) Se contabilizarán también los combustibles de carbono reciclado, entendiéndose como aquellos combustibles que se producen a partir de gases residuales de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales.

- c) Definición de submeta como parte de la cuota de energía renovable: Dentro de la cuota mínima de energía renovable se debería definir una contribución específica mínima del hidrógeno renovable o combustible sintético o los biocarburantes avanzados y del biogás producido a partir de las materias primas tales como: algas y fracciones de biomasa no apta para la cadena alimenticia, estiércol. Se debería elaborar una lista de materias primas para Chile, basada en aquellas enumeradas en el anexo IX, parte A, de la Directiva UE 2018/2001. Esta submeta busca impulsar el desarrollo de estos energéticos renovables dentro de la cuota en el consumo final de energía en el sector transporte. A modo de referencia Europa⁴¹ exige un mínimo de 2,6% de hidrógeno renovable o combustible sintético y un 2,2% de biocombustible avanzado al 2030, dentro de la cuota global del 14% de energía renovable para el sector transporte. En el caso de Chile, para el sector TTCF, la meta quedaría establecida en 2,6% al 2030 (Escenario Diseño de Cuota), tal como se presenta en la siguiente tabla, dentro del 4,1% proyectado de energía renovable en el sector TTCF. Esta proyección de la PELP generaría una exigencia alta considerando que, en Chile, no se dispone de infraestructura de distribución y tampoco de grandes volúmenes de producción de hidrógeno renovable. Al 2030, en transporte terrestre carretero y ferroviario se requiere de 88 kt/a.

Tabla 10: Cuota en Sector Transporte Terrestre Carretera y Ferroviario de H2 renovable o combustible sintético o Biocarburante avanzado: Escenario Diseño de Cuota.

Fuente: Elaboración Propia.

Transporte	2030	2035
H2 renovable o combustible sintético o Biocarburante avanzado	2,6%	14,3%

- d) La proporción de biocarburantes y biolíquidos, así como de combustibles de biomasa consumidos en el transporte, cuando se produzcan a partir de cultivos alimentarios y forrajeros, será como máximo el 7% del consumo final de energía en los sectores del transporte por ferrocarril y por carretera.
- e) Independientemente de que las materias primas se hayan cultivado dentro o fuera del territorio nacional, la energía procedente de biocarburantes y biolíquidos se tendrán en cuenta para el cumplimiento de las cuotas solamente si cumplen los criterios de sostenibilidad.
- f) A fin de demostrar el cumplimiento de las cuotas mínimas de energía renovable se aplicarán los siguientes criterios:
- La cuota de los biocarburantes y biogás para el transporte producidos a partir de las materias primas tales como: algas y fracciones de biomasa no apta para la cadena alimenticia, estiércol, podrá considerarse equivalente al doble de su contenido energético. Se debería elaborar una lista de estas materias primas para Chile, basada en aquellas enumeradas en el anexo IX, parte A, de la Directiva UE 2018/2001;
 - La cuota de electricidad renovable se considerará equivalente a cuatro veces su contenido energético cuando se suministre a vehículos de carretera y podrá considerarse equivalente a 1,5 veces su contenido energético cuando se suministre al transporte ferroviario;

41 Basado en Directiva UE 2018/2001 – Artículo 25; FactSheet UE Make Transport, 2021

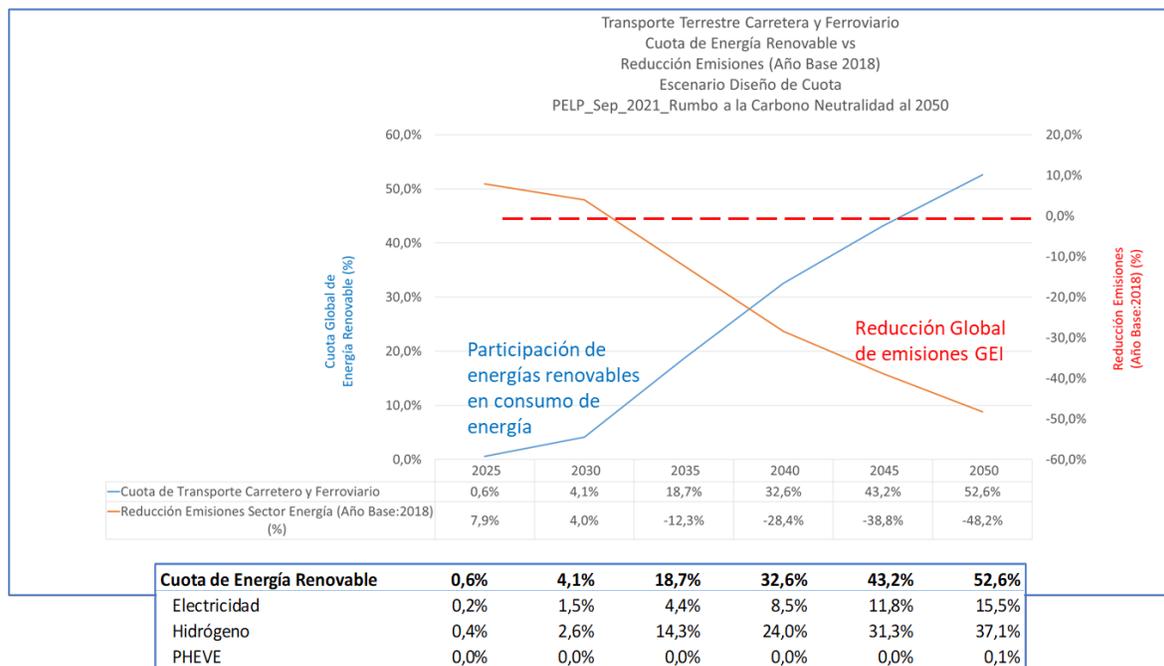
iii) La cuota de hidrógeno renovable se considerará equivalente a dos veces su contenido energético cuando se suministre a vehículos de carretera.

3.2.1.3. Cálculo de la Cuota en Sector TTCF aplicando Escenario Diseño de Cuota

A partir de la fórmula y criterios de cálculo de cuota del sector TTCF, a continuación, se presentan los valores obtenidos de aplicar el escenario de diseño de cuota (PELP 2023-2027: Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad). La cuota de energía renovable para el sector TTCF al 2030 es 4,1% del cual un 2,6% debe ser hidrógeno renovable o combustible sintético o biocombustible avanzado. Se espera un aumento de las emisiones de 9,7% en dicho año respecto a 2018, explicado por el aumento de actividad económica que genera mayor movimiento en el sector transporte y las medidas de reducción de emisiones están en sus primeras etapas. Para el año 2035, con una cuota de renovable de 18,7%, se espera una reducción de emisiones de 12,3%.

Figura 11: Meta de Cuota de Energía Renovable (%): Sector Transporte Terrestre Carretera y Ferroviario (2025-2050).

Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones del PELP 2023-2027 del Ministerio de Energía de Chile.



3.2.2. Cuota de Energía Renovable para el Sector Minería

3.2.2.1. Conceptos para determinar la Cuota en el Sector Minería

Para definir la cuota del sector minería, se deben considerar los siguientes aspectos:

- Descripción de la actividad minera a regular: Se considerará la energía consumida en todas las actividades que realizan las empresas del sector e insumos requeridos para sus operaciones, que comprenden en términos generales: actividades de extracción y transporte hacia las plantas de procesamiento y lastre hacia botadero, procesamiento de los minerales y transporte de productos hacia puertos de embarque. Se debería incluir a la mediana y gran minería, más aquellas de la cadena de valor que tengan altos consumos energéticos.

- b) Responsable del cumplimiento de la cuota: La empresa que desarrolla la actividad minera asume la responsabilidad de cumplir con la cuota. Se debe establecer un umbral, que permita aplicar esta regulación sólo a la mediana y gran minería, más aquellas empresas de la cadena de valor que tengan altos consumos energéticos. Como ejemplo, se puede mencionar lo realizado en la Ley de Eficiencia Energética que considera la regulación sólo para aquellas operaciones que consuman un mínimo de 50 Teracalorías anuales (Consumidores con Capacidad de Gestión Energética).
- c) Período de cumplimiento: Ciclo de consumo anual, el total de consumo entre el 1 de enero y 31 de diciembre de cada año.
- d) Energía Renovable: Se entiende aquella que cumple los criterios de sostenibilidad, que dicen relación con un mínimo de reducción de emisiones de GEI del ciclo de vida, respecto del combustible fósil y dispone de certificación de origen en caso de aquella energía proveniente de origen biológico.
- d) Respecto del cumplimiento de la cuota de energía renovable: La empresa del sector minero podrá demostrar el cumplimiento de la cuota a través de la incorporación en su mix de consumo de energía de los energéticos renovables que se indican a continuación:
- Energía eléctrica renovable.
 - Biocarburante sustentable: Para el diésel se sugiere aplicar un límite de 7% al biodiesel, similar al aplicado por la UE; el diésel base CARB permite máximo 5%, pero se puede realizar mezcla hasta a 20%; en caso de bioetanol se propone incorporar hasta 10% en la gasolina.
 - Biocarburante avanzado: Biocarburante de algas y desechos forestales, entre otras.
 - Diésel renovable: Proveniente de aceite reciclado y grasas animales. Se propone no establecer límite en la mezcla, debido a que tiene similar composición al diésel fósil. UE limita a 1,7% para efectos de ser considerado en cumplimiento de cuota de renovable por parte del proveedor;⁴² California sin límite alcanzó 25% en 2021.⁴³
 - Biogás: Proveniente de vertederos municipales o estiércol de animales entre otras. Sin límite para mezcla con gas natural.
 - Hidrógeno renovable: utilizado directamente como combustible.
 - Combustibles de carbono reciclado: Se refiere a energéticos elaborados a partir de gases residuales de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales e hidrógeno renovable.

42 Directiva UE 2001/2018 Artículo 27 apartado b.

43 LCFS Quarterly Summary Abril 30 2022. ww2.arb.ca.gov/es/our-work/programs.

3.2.2.2. Fórmula y Criterios de Cálculo de la Cuota en Sector Minería

Tomando en consideración los conceptos previos, la cuota de energía renovable para el sector Minería se calculará según la siguiente fórmula:

$$\text{Cuota de Energía Renovable en Minería} = \frac{\text{Consumo Total de Energía en Minería Procedente de Fuentes Renovables}}{\text{Consumo de Total Energía en Minería}} * 100\%$$

Para el cálculo del numerador, es decir, la cantidad de energía procedente de fuentes renovables consumida en minería se tendrá en cuenta el contenido energético de todos los tipos de energía procedente de fuentes renovables suministrada a la minería, incluida la electricidad renovable suministrada al sector. Se deberá tener en cuenta también los combustibles de carbono reciclado.

Para el cálculo del denominador, es decir, el contenido energético de los combustibles para minería suministrados para su consumo o utilización en el mercado, se tendrán en cuenta el consumo de gasolina, diésel, los biocarburantes, el biogás, los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico, los combustibles de carbono reciclado y la electricidad suministrada para el sector de minería.

Para el cálculo del numerador de la cuota mínima de renovables en minería, tal como lo indica la definición general, se tendrá en cuenta el contenido energético de todos los tipos de energía procedente de fuentes renovables suministrada a la minería, (incluyendo la energía eléctrica renovable, los biocarburantes, biocarburantes avanzados, carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico (hidrógeno), entre otros), se aplicarán adicionalmente los siguientes criterios:

- a) Se contabilizarán también los combustibles de carbono reciclado, entendiéndose como aquellos combustibles que se producen a partir de gases residuales de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales).
- b) Definición de submeta como parte de la cuota de energía renovable: Dentro de la cuota mínima de energía renovable se debería definir una contribución específica mínima del hidrógeno renovable o combustible sintético o los biocarburantes avanzados y del biogás producido a partir de las materias primas tales como: algas y fracciones de biomasa no apta para la cadena alimenticia, estiércol. Se debería elaborar una lista de materias primas para Chile, basada en aquellas enumeradas en el anexo IX, parte A, de la Directiva UE 2018/2001. Esta submeta busca impulsar el desarrollo de estos energéticos renovables dentro de la cuota del consumo final de energía en el sector minería.
- c) A modo de referencia Europa exige un mínimo de 2,6% de hidrógeno renovable o combustible sintético y un 2,2 % de biocombustible avanzado al 2030. En el caso de Chile, la cuota de energía renovable para el sector minería, se establecería en 41,1% con una obligación de cumplir una submeta de 0,8% al 2030 de hidrógeno renovable, combustible sintético o biocarburante

avanzado (Escenario Diseño de Cuota), tal como se presenta en la siguiente tabla. Esta proyección de la PELP generaría una exigencia que se ve alcanzable por el sector, considerando el alineamiento de las compañías con la carbono neutralidad.

Tabla 11: Cuota en Sector Minería de H2 renovable o combustible sintético o Biocarburante avanzado (2030-2035).

Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones del PELP 2023-2027 del Ministerio de Energía de Chile.

Minería	2030	2035
H2 renovable o combustible sintético o Biocarburante avanzado	0,8%	4,5%

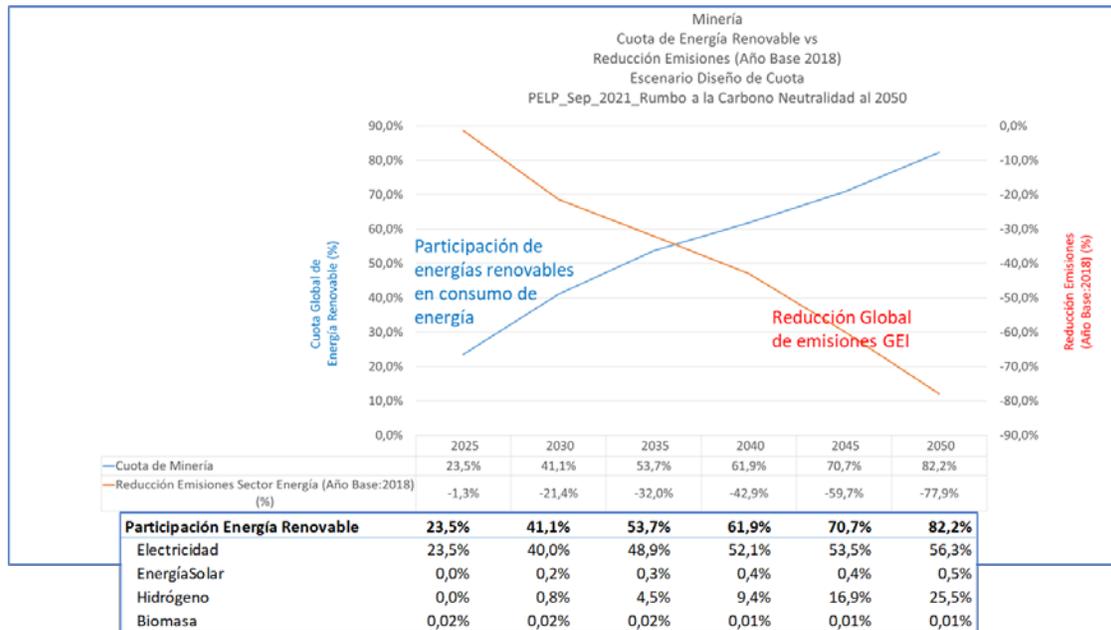
- d) La proporción de biocarburantes y biolíquidos, así como de combustibles de biomasa consumidos en minería, cuando se produzcan a partir de cultivos alimentarios y forrajeros, será como máximo el 7 % del consumo final de energía en el sector de minería.
- e) Independientemente de que las materias primas se hayan cultivado dentro o fuera del territorio nacional, la energía procedente de biocarburantes y biolíquidos se tendrán en cuenta para el cumplimiento de las cuotas solamente si cumplen los criterios de sostenibilidad.
- f) A fin de demostrar el cumplimiento de las cuotas mínimas de energía renovable se aplicarán los siguientes criterios:
 - i) La cuota de los biocarburantes y biogás para la minería producidos a partir de las materias primas tales como: algas y fracciones de biomasa no apta para la cadena alimenticia, estiércol, podrá considerarse equivalente al doble de su contenido energético. Se debería elaborar una lista de estas materias primas para Chile, basada en aquellas enumeradas en el anexo IX, parte A, de la Directiva UE 2018/2001;
 - ii) La cuota de electricidad renovable se considerará equivalente a cuatro veces su contenido energético cuando se suministre en aplicaciones motrices de la minería;
 - iii) La cuota hidrógeno renovable, se considerará equivalente a dos veces su contenido energético cuando se suministre en aplicaciones motrices de la minería.

3.2.2.3. Cálculo de la Cuota en Sector Minería aplicando Escenario Diseño de Cuota

A partir de la fórmula y criterios de cálculo de cuota del sector Minería, a continuación, se presentan los valores obtenidos de aplicar el escenario de diseño de cuota (PELP 2023-2027: Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad). La cuota de energía renovable para el sector minería al 2030 es 41% dentro de la cual se debe cumplir con una obligación del 0,8% proveniente de hidrógeno renovable o combustible sintético o biocombustible avanzado. Para el 2030 con esta cuota se espera lograr una reducción de emisiones de 21,4%.

Figura 12: Meta de Cuota de Energía Renovable (%): Sector Minería (2025-2050).

Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones del PELP 2023-2027 del Ministerio de Energía de Chile.



3.3. Cuota de Energía Renovable para en Gas Natural

La experiencia internacional muestra que la incorporación de energías renovables en el gas natural está orientada a incorporación de biogás. La utilización de hidrógeno renovable para mezcla con gas natural se visualiza como un paso de transición, debido a que la solución de largo plazo apunta al desarrollo de su infraestructura separada. Nuestra recomendación es que en el gas natural la exigencia de mezcla no exceda al 5% de hidrógeno renovable, propuesto por la UE. Adicionalmente este límite evita generar una distorsión competitiva respecto del gas licuado. A continuación, se proporcionan algunas recomendaciones:

- Se debería privilegiar el uso del hidrógeno renovable, en aquellos sectores donde presenta claras ventajas y que corresponde a los sectores de la economía más difíciles de descarbonizar, tales como: materias primas industriales, la fabricación de acero, cemento, el transporte pesado, ferrocarril, aviación y transporte marítimo.
- Por otra parte, los aparatos eléctricos utilizan electricidad renovable de manera mucho más eficiente que sus contrapartes que queman hidrógeno, por lo que requieren menos capacidad de generación de energía renovable, por lo tanto, la regulación debería evitar generar incentivos contrarios a aprovechar estas mayores eficiencias, cuando sea posible.
- El gas natural es uno de los combustibles fósiles con menores emisiones de CO₂/MJ, por lo que su reemplazo con hidrógeno renovable tiene un menor impacto en términos de las reducciones de emisiones de GEI.

- En la propuesta de modificación del reglamento de la UE se propone que el límite máximo autorizado para las mezclas de hidrógeno con gas natural se establezca en el 5 % para todos los puntos transfronterizos, nivel que resulta rentable en términos de costos de adaptación de la infraestructura y reducción de GEI.
- Parte de la razón para un menor impacto en la descarbonización es que el hidrógeno, también es un gas de efecto invernadero y, por el tamaño de la molécula, el uso en sistemas de distribución diseñados para metano resulta en mayores pérdidas de hidrógeno. Sin embargo, a pesar de esto, al reemplazar metano por hidrógeno resulta en menores emisiones de GEI.
- Se debería esperar el proceso que se implementará a través del proyecto de ley que está liderando el Ministerio de Energía y que, en función del informe técnico de la SEC y las consideraciones de la CNE, respecto a precio, y disponibilidad se establecerá un calendario de exigencia de mezcla mínima de hidrógeno renovable con gas natural.
- En este caso el proveedor del gas natural sería el encargado de incorporar el biogás o hidrógeno renovable, en las cantidades mínimas exigidas por la autoridad.
- La red de distribución de la mezcla requeriría algunas adecuaciones, las que debería desarrollar el administrador de la red de transporte y de distribución de la mezcla de gas natural e hidrógeno.
- El cliente final debería realizar las adecuaciones necesarias en sus equipos, en los cuales utiliza esta mezcla para realizar un uso seguro y eficiente de la mezcla de gas natural e hidrógeno.
- El sector generación de energía eléctrica, que es el mayor consumidor de gas natural debería incorporarse al sistema “cap and trade” y a través de esa vía reducir sus emisiones de GEI.

3.4. Estrategia de control de emisiones de GEI para sectores que se indican

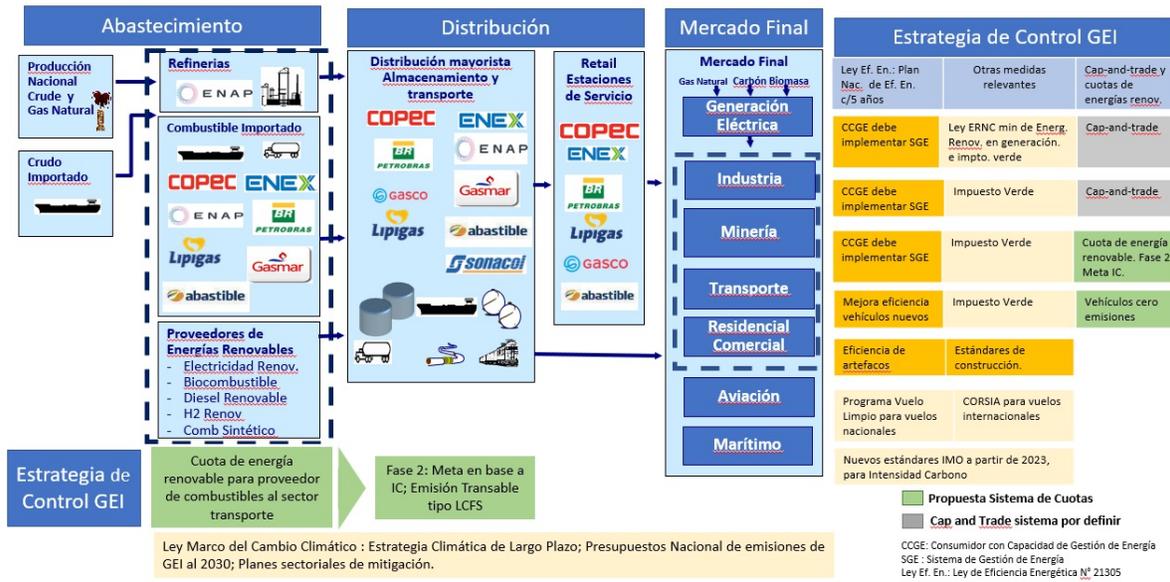
El sistema de cuotas de energías renovables propuesto para transporte y minería, junto con el sistema “cap-and-trade” que se podría implementar para los sectores de generación de energía eléctrica e industria, se integrarían a las demás regulaciones que ya se están aplicando a los distintos segmentos de consumo de combustibles para reducir las emisiones de GEI, tal como se muestra en la Figura siguiente.

La cuota de energía renovable para el sector TTCF, se exige a los proveedores de energía, que corresponden a las empresas que realizan la primera venta de energía en el país. Al considerar la estructura de la cadena de valor del sector energía (ver siguiente Figura), se identifican dos segmentos principales: abastecimiento y distribución, este último segmento se abre en distribución mayorista y minorista, a través de los cuales se accede al mercado final de combustibles. En el caso de abastecimiento se identifican los actuales proveedores de energía, tales como ENAP, Copec, Enx y Petrobras, entre otros. Estos actuales proveedores deberían sumar las energías renovables para cumplir con la normativa. A nivel de distribución, se considera necesario que se realicen nuevas inversiones para el despliegue de las energías renovables tales como energía eléctrica e hidrógeno, ambos renovables.

En el caso de la minería la cuota de energías renovables se debería exigir a las compañías mineras, la cuales tendrían la flexibilidad de seleccionar el combustible renovable, que mejor se adecue a sus necesidades.

Figura 13: Cadena de Valor de Energía vs Estrategias de Control de GEI.

Fuente: Elaboración propia.



En una fase 2, se podría pasar a establecer metas en base al índice de intensidad de emisiones de GEI del ciclo de vida (IIEGEI) de la mezcla de combustibles, en lugar de la cantidad de energía renovable que se está incorporando en el consumo energético de los sectores transporte terrestre y minería. En este caso se debe manejar el IIEGEI de cada lote que sea incorporado en el abastecimiento energético del sector transporte y el consumo energético del sector minería. Entre otras condiciones, al utilizar el IIEGEI como sistema de fijación de metas, los agentes económicos, para demostrar el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, estarán obligados a utilizar un sistema de balance de masa que:⁴⁴

- Permita mezclar las partidas de materias primas o combustibles con características diferentes de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero; por ejemplo, en un contenedor, en una instalación de procesamiento o logística, o en un emplazamiento o infraestructura de transporte y distribución;
- Permita mezclar partidas de materias primas con un contenido energético diferente con el fin de efectuar un tratamiento ulterior, siempre y cuando el tamaño de las partidas se ajuste en función de su contenido energético;
- Exija que la información relativa a las características de sostenibilidad ambiental y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y al volumen de las partidas a que se refiere la letra a), permanezca asociada a la mezcla; y

- d. Prevea que la suma de todas las partidas retiradas de la mezcla tenga las mismas características de sostenibilidad, en las mismas cantidades, que la suma de todas las partidas añadidas a la mezcla y exija que este balance se aplique para un período de tiempo adecuado.

Dada la complejidad de implementar y controlar las reducciones de emisiones de GEI, en base al IIEGEI, en el sector combustible se propone dejar este control para una fase 2 de implementación.

3.5. Flexibilidad de cumplimiento de las cuotas mínimas y penalización

3.5.1. Flexibilidad de cumplimiento de las cuotas mínimas

Para quienes están obligados al cumplimiento de las cuotas se debiera considerar la siguiente flexibilidad:

- a) Traspaso de Excedentes Intertemporal:

Cualquier empresa incluida en sistema de cuotas de energías renovables (transporte, minería o gas natural) podrá también acreditar el cumplimiento de la obligación, mediante el consumo de energía renovable sostenible realizadas en el sector durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dicho consumo no haya sido acreditado para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.

- b) Traspaso de Excedentes entre Empresas:

Cualquier empresa incluida en sistema de cuotas de energías renovables (transporte, minería o gas natural) que exceda el porcentaje mínimo requerido de energía renovable dentro del año en que se debe cumplir la obligación, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa del sector u otro sector. Una copia autorizada del respectivo convenio deberá entregarse a la entidad reguladora para que se imputen tales excedentes en la acreditación que corresponda. La entidad reguladora publicará anualmente el precio medio de las transacciones del sector minería y transporte.

- c) Postergación de la Obligación:

Cualquier empresa incluida en sistema de cuotas de energías renovables (transporte, minería o gas natural) que esté deficitaria respecto de la exigencia podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en 6 meses la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la entidad reguladora antes del 1 de marzo siguiente al año calendario que generó la obligación.

3.5.2. Penalización

El proveedor que no acredite el cumplimiento de la obligación del porcentaje mínimo de energía renovable sostenible al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de hasta 2,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. El

monto que se aplicará efectivamente debería ser determinado por un panel de expertos que deberá ponderar todos los factores del incumplimiento, para definir el monto efectivo de la multa.

Este valor se calculó en base a la multa establecida por el LCFS por incumplimiento en la meta de reducción del índice de intensidad de carbono, la cual alcanza hasta un máximo de 1.000 dólares por tonelada de CO₂ eq.

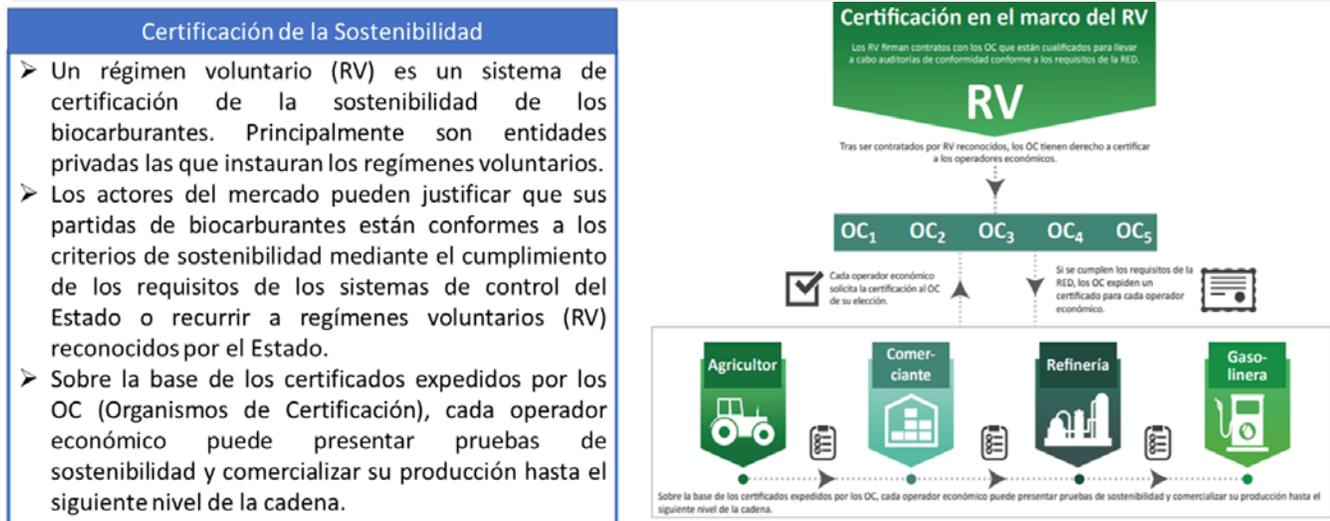
Como referencia en el sector eléctrico, en caso de incumplimiento de la cuota de energía renovable definida por la Ley 20.257 el monto de la multa es de 0,4 UTM por cada MWh de déficit, respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada MWh de déficit.

3.6. Criterios de sostenibilidad para energéticos renovables

Solo los biocarburantes sostenibles pueden tenerse en cuenta para el logro de los objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. El Estado debe velar por que las cantidades declaradas estén respaldadas por certificados válidos de origen, así como recopilar los datos que permitan verificar el cumplimiento de las metas de mínimos de energías renovables en los combustibles.

Figura 14: Certificación de la Sostenibilidad.

Fuente: https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/SR16_18/SR_BIOFUELS_ES.pdf



La Directiva UE 2018/2001 establece un conjunto de criterios de sostenibilidad, que deben cumplir los biocarburantes para ser considerados en el cumplimiento de la cuota mínima de energía renovable, incluidos criterios de protección de tierras de elevado valor en cuanto a biodiversidad y tierras con elevadas reservas de carbono, y aborda la cuestión del cambio indirecto del uso de la tierra (no contemplada en Directiva UE 2009/28). Basados en esta directiva se propone los siguientes criterios de sostenibilidad mínimos exigibles a los biocarburantes o combustibles de origen no biológico para ser contabilizados en el cumplimiento de las cuotas mínimas de energía renovable en Chile:

- a) Reducción del 65% como mínimo de las emisiones de GEI respecto de los combustibles fósiles, en el caso de los biocarburantes y biogás consumido en el sector del transporte y minería y de biolíquidos.
- b) La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada de la utilización de combustibles líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico para el transporte y minería será de un 70% como mínimo.
- c) La electricidad, la calefacción y la refrigeración producidas a partir de residuos sólidos municipales no estarán sujetas a los criterios de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- d) Los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa producidos a partir de biomasa agrícola que se tengan en cuenta para el cumplimiento de la cuota de energía renovable no se fabricarán a partir de materias primas procedentes de tierras de elevado valor en cuanto a biodiversidad, tales como: bosques primarios y otras superficies boscosas; bosques con una rica biodiversidad; zonas designadas por ley o por las autoridades competentes correspondientes con fines de protección de la naturaleza; prados y pastizales con una rica biodiversidad y una extensión superior a una hectárea que sean naturales, es decir, prados y pastizales que seguirían siéndolo de no haber intervención humana y que conservan la composición en especies naturales y las características y procesos ecológicos;
- e) Los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa producidos a partir de biomasa agrícola que se tengan en cuenta para el cumplimiento de la cuota de energía renovable, no se fabricarán a partir de materias primas procedentes de tierras con elevadas reservas de carbono, tales como: humedales, es decir, tierras cubiertas de agua o saturadas por agua permanentemente o durante una parte importante del año; zonas arboladas continuas, es decir tierras con una extensión superior a una hectárea, con árboles de una altura superior a cinco metros.
- f) Los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa producidos a partir de biomasa agrícola que se tengan en cuenta para el cumplimiento de la cuota de energía renovable no deberán cumplir las restricciones del cambio indirecto del uso de la tierra (ILUC).

Los criterios de sostenibilidad aplicados por la UE se encuentran descritos en el artículo 29 de la Directiva UE 2018/2001.

Los valores de emisión de GEI respecto de los combustibles fósil y las reglas de cálculo para determinar las emisiones de GEI del ciclo de vida se proporcionan en el Anexo V (para biocombustibles líquidos) y el Anexo VI (para biomasa sólida y gaseosa para la producción de energía y calor) de la Directiva UE 2018/2001 (RED II), a modo de ejemplo se muestran en la siguiente tabla algunos de los valores reportados en Anexo V. La Comisión Europea puede revisar y actualizar los valores por defecto de las emisiones de GEI cuando la evolución tecnológica lo requiera. Los operadores económicos tienen la opción de utilizar los valores de intensidad de GEI predeterminados proporcionados en RED II o calcular los valores reales para su ruta. Para el caso de Chile, se debería tomar estos valores como referencia y establecer los valores que sean representativos de la realidad nacional y que se podrían incluir en la normativa, considerando todas las etapas del ciclo de vida de los energéticos renovables de más probable uso en Chile. A modo de ejemplo, en la siguiente tabla se presentan algunos casos de energéticos que se debieran considerar como parte de la normativa, cuyos valores de referencia son obtenidos de la normativa de la UE.

Tabla 12: Ejemplos de reducción de emisiones de GEI del ciclo de vida para algunas vías de producción de biocombustibles.

Fuente: Directiva 2018/2001 – Anexo V.

Proceso de producción de biocarburante	Reducción de emisiones de GEI valores por defecto respecto combustible fósil
Etanol de remolacha azucarera (sin biogás procedente de desechos, gas natural como combustible de proceso en caldera convencional)	59%
Etanol de remolacha azucarera (con biogás procedente de desechos, gas natural como combustible de proceso en caldera convencional)	73%
Etanol de paja de trigo	83%
Biodiésel de soja	47%
Biodiésel de aceite de cocina usado	84%

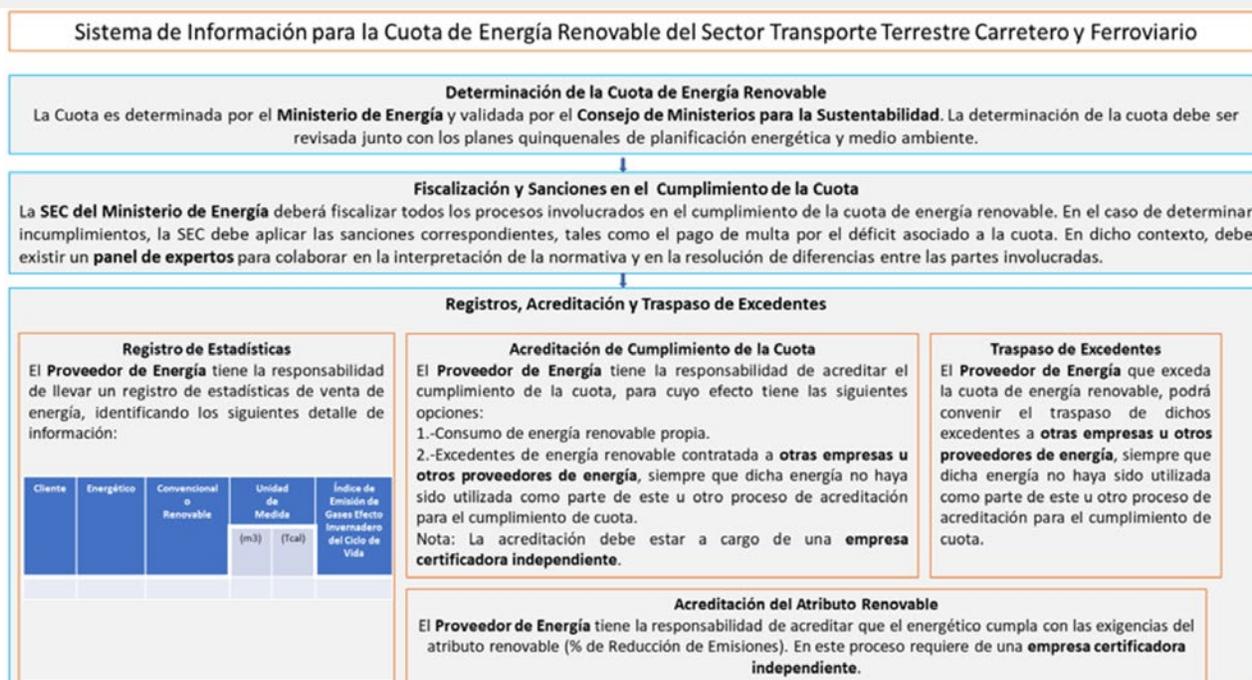
3.7. Sistema de Información y Control

El sistema de información y control debe considerar los siguientes procesos involucrados en la aplicación del sistema de cuota. El primer proceso corresponde a la determinación de la meta de cuota de energía renovable, en el cual participa el Ministerio de Energía y el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad. La determinación de la cuota debe ser revisada junto con los planes quinquenales de planificación energética y medio ambiente. En un segundo proceso corresponde fiscalizar todos los procesos involucrados en el cumplimiento de la cuota de energía renovable, lo cual está a cargo de la SEC.

Debe considerarse que existen otros procesos involucrados en el sistema de cuota, tal como es el caso de realizar un Registro, la Acreditación y el Traspaso de Excedentes. En el caso del sector Transporte Terrestre Carretero y Ferroviario, es el Proveedor de Energía quien tiene la responsabilidad de llevar un registro de estadísticas de venta de energía y acreditar el cumplimiento de la cuota. Para un mayor detalle se adjunta la siguiente figura.

Figura 15: Sistema de Información para la Cuota de Energía Renovable del Sector Transporte Terrestre Carretero y Ferroviario.

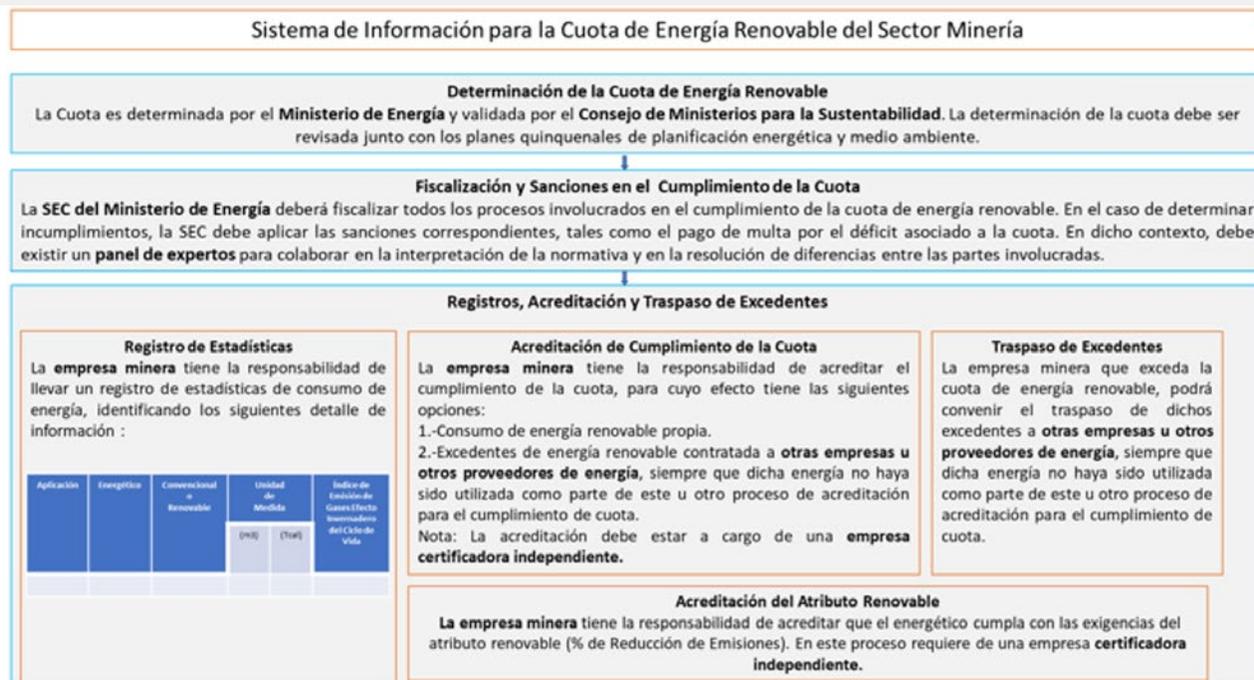
Fuente: Elaboración Propia.



En el caso del sector Minería, es la empresa minera quien tiene la responsabilidad de llevar un registro de estadísticas de compra de energía y acreditar el cumplimiento de la cuota. Para un mayor detalle se adjunta la siguiente figura.

Figura 16: Sistema de Información para la Cuota de Energía Renovable del Sector Minería

Fuente: Elaboración Propia.



3.8. Marco Institucional para implementación sistema de cuotas

Para llevar a cabo la implementación del sistema de cuotas es necesario contar con un marco institucional con participación coordinada del sector público y privado. En relación con el sector público, es fundamental considerar la participación del Ministerio de Energía, Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y la SEC. El Ministerio de Energía tiene la responsabilidad de liderar el proceso de determinación de la cuota de energías renovables. El Consejo de Ministros para la Sustentabilidad tiene la responsabilidad de prestar apoyo al Ministerio de Energía proporcionando una visión acerca del impacto en los respectivos sectores económicos. La SEC tiene la misión de fiscalizar todos los procesos involucrados en el cumplimiento de la cuota de energía renovable, y en el caso de determinar incumplimientos, la misma SEC debe aplicar las sanciones correspondientes, tales como el pago de multa por el déficit asociado a la cuota. Como parte del sector privado, participan el Panel de Expertos, el Proveedor de Energía, Empresa Minera, Empresa Certificadora y la Agencia Coordinadora de Atributos Renovables. El Panel de Expertos, quien tiene total independencia, colabora en la interpretación de la normativa y en la resolución de diferencias entre las partes involucradas.⁴⁵ El Proveedor de Energía corresponde a la empresa que suministra energía y que tiene la responsabilidad de cumplir con la cuota de energía renovable en el caso del sector transporte terrestre carretero y ferroviario. La Empresa Minera corresponde a la empresa que consume energía

45 En Alemania el rol de panel de experto lo ejerce La Clearingstelle, institución independiente del Estado que fue creada por ley. www.clearingstelle-eeg-kwkg.de.

y que tiene la responsabilidad de cumplir con la cuota de energía renovable en el caso del sector minería. La Empresa Certificadora tiene la función de certificar el atributo renovable que dice relación con el porcentaje de reducción de emisiones y certificar la acreditación del cumplimiento de la cuota. La Agencia Coordinadora de Atributos Renovables tiene la función de emitir, intermediar traspasos de excedentes y cancelar atributos renovables.

Para determinar la participación de las instituciones del sector público y privado, tanto en el sector TTCF como sector Minería, véase la siguiente tabla. Tal como se puede apreciar en dicha tabla, la diferencia entre ambos sectores corresponde a la definición de quien asume la responsabilidad por los registros, acreditación y traspaso de excedentes. En el sector TTCF el responsable es el proveedor de energía y en el sector Minería, la responsabilidad recae sobre la empresa minera.

Tabla 13: Marco Institucional para implementación sistema de cuotas.

Fuente: Elaboración Propia.

Sector	Determinación de Cuota	Fiscalización y Sanciones	Registros	Acreditación Cuota	Acreditación Atributo Renovable	Traspaso de Excedentes	Interpretación de la normativa y resolución de diferencias
Transporte Terrestre Carretero y Ferroviario	Ministerio de Energía + Consejo de Ministerios para la Sustentabilidad	SEC	Proveedores de Energía	Proveedores de Energía + Empresa Certificadora	Proveedores de Energía + Empresa Certificadora	Proveedores de Energía + Agencia Coordinadora de Atributos Renovables	Panel de Expertos
Minería	Ministerio de Energía + Consejo de Ministerios para la Sustentabilidad	SEC	Empresas Mineras	Empresas Mineras + Empresa Certificadora	Empresas Mineras + Empresa Certificadora	Empresas Mineras + Agencia Coordinadora de Atributos Renovables	Panel de Expertos

3.9. Medidas complementarias para sistema de cuotas

Tal como se indicó en el punto 3.1. la instalación de un sistema de cuotas de energías renovables requiere de medidas complementarias que permitan avanzar en la incorporación de estas energías en los distintos sectores generadores de las emisiones de GEI. A continuación, se describen las principales medidas identificadas para apoyar la instalación del sistema de cuotas en Chile.

3.9.1. Ajuste de impuesto

Como parte de la estructura del precio final de los combustibles en Chile se encuentra el impuesto específico, cuyos valores se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 14: Impuestos a los combustibles en Chile.

Fuente: Elaboración Propia.

	Impuesto Específico actual para los Combustibles	
	UTM/m3	euros/GJ
Gasolina Vehicular	6,0	12,03
Diesel	1,5	2,67
Gas Licuado Vehicular	1,4	3,89
Gas Natural Vehicular	1,93 (*)	3,52

Nota: Se considera valor de UTM del mes de agosto de \$58.772 y tipo de cambio promedio del mes de agosto de 0,9874 euros/dólar.

Nota 1: se considera un Poder Calorífico Inferior de 23,1 MJ/l correspondiente a Propano obtenido de www.engineeringtoolbox.com / Combustion / Fuels Higher and Lower Calorific Values

Nota 2: se considera un Poder Calorífico Inferior de 8.400 Kcal/Sm3 para el gas natural

(*) UTM/1000 m3

Basados en la experiencia de la UE, que ha definido como objetivo avanzar hacia impuestos específicos basados en contenido energético y desempeño ambiental, con valores de 10,75 euros/GJ para el diésel en un extremo hasta 0,15 euros/GJ para biogás o hidrógeno renovable, tal como se muestra en la siguiente tabla.⁴⁶

Tabla 15: Esquema de impuestos a combustibles propuestos por UE en base a desempeño ambiental.

Fuente: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_21_3662; Revisión de la Directiva sobre fiscalidad de la energía (DFE).

Energético	Impuesto
Combustibles fósiles convencionales, como el gasóleo, la gasolina y los biocombustibles no sostenibles	10,75 euro/GJ cuando se utilicen como carburante de automoción y 0,9 euro/GJ cuando se utilicen para calefacción
Gas Natural, GLP y los combustibles no renovables de origen no biológico, que, aunque son de origen fósil, pueden seguir prestando apoyo a la descarbonización a corto y medio plazo	7,17 euro/GJ (2/3 * Fósil) cuando se utilice para carburante de automoción y 0,6 euro/GJR cuando se utilice para calefacción
Biocarburantes sostenibles, pero no avanzados	5,38 euro/GJ (1/2 * Fósil) cuando se utilicen como carburante de automoción y 0,45 euro/GJ cuando se utilicen para calefacción.
Electricidad, independientemente de su uso; los biocarburantes sostenibles avanzados; el biogás se aplicará el tipo mínimo más bajo; combustibles renovables de origen no biológico, como el hidrógeno renovable	0,15 euro/GJ
Hidrógeno con bajas emisiones de carbono y los combustibles conexos	0,15 euro/GJ durante un período transitorio de 10 años

La propuesta para Chile, en una primera fase es eliminar la exención al pago del impuesto al diésel; entre las empresas que tienen acceso a esta devolución se encuentran las empresas de transporte de carga (propietarias o arrendatarias con opción de compra de camiones), tanto nacional, como sus transportes de carga desde Chile al exterior y viceversa.

En una segunda fase se debería avanzar hacia una nueva metodología de cálculo del impuesto a los combustibles basado en su contenido energético y su comportamiento medioambiental. Adicionalmente se propone ampliar la base imponible incluyendo más productos en ella, tales como gas natural y electricidad.

En su concepto esta es una propuesta similar a la planteada en la Estrategia de Instrumentos Económicos para la Transición Energética, publicada por el Ministerio de Energía en enero de 2022 para el diésel, la cual plantea eliminar exenciones al impuesto específico y aumentar su valor hasta 6,0 UTM/m³.

Tabla 16: Propuesta de Modificación del Impuesto Específico de los Combustibles.

Fuente: Estrategia de Instrumentos Económicos para la Transición Energética, Ministerio de Energía, 2022.

Propuesta : Modificar el Impulso Específico a los Combustibles

	Hoy	Al 2025	Al 2030
Impuesto Específico Bencina	6 UTM/m ³	6 UTM/m ³	6 UTM/m ³
Impuesto Específico Diésel	1,5 UTM/m ³ (ratio de impuesto diésel/bencina 25%)	2,5 UTM/m ³ (ratio de impuesto diésel/bencina 40%)	4,5 UTM/m ³ (ratio de impuesto diésel/bencina 75%)
Reintegro transporte de carga	Hasta 80%	Durante 2022 se deberá convocar a un comité técnico asesor para definir ruta de eliminación de los reintegros al transporte de carga y a usos de diésel distintos al uso en transporte terrestre en ruta, cuyo criterio de definición deberá considerar disponibilidad tecnológica y gradualidad.	0%
Reintegro usos fuera de ruta	100%	Al 2025 esta definición se debe estar implementando	0%

3.9.2. Ajuste a las Normas de Combustibles

En el caso de la especificación del diésel en Chile, la norma definida por el Decreto 60 del Ministerio de Energía publicada el 17 de marzo de 2012 indica que se debe informar el contenido de biodiesel. A continuación, se muestra la especificación del biodiesel, según el Decreto 11 del Ministerio de Economía del año 2008, en la cual se deberían incorporar los criterios de sostenibilidad.

Tabla 17: Especificación del biodiesel en Chile.

Fuente: Norma definida por el Decreto 60 del Ministerio de Energía publicada el 17 de marzo de 2012.

Propiedad	Unidad de medida	Valor
Densidad a 15°C	g/cm ³	min. 0,86 máx. 0,90
Viscosidad a 40°C	mm ² /s (cST=centiStokes)	min. 3,5 máx. 5,0
Punto de inflamación	°C	min. 120
Punto de escurrimiento	°C	máx. -1
Azufre total	% masa	máx. 0,005
Residuos de Carbono Conradson (CCR) al 100%	% masa	máx. 0,05
Contenido de ceniza sulfatada	% masa	máx. 0,02
Agua y sedimentos	% volumen	máx. 0,05
Corrosión de la lámina de cobre (3 horas, 50°C)	grado de corrosión	máx. N° 2
Valor de neutralización (valor de ácido mg KOH/g)	mg KOH/g muestra	máx. 0,5
Contenido de éster	% masa	min. 96,5
Contenido de Metanol	% masa	máx. 0,20
Glicerina Libre	% masa	máx. 0,02
Glicerina total	% masa	máx. 0,25
Fósforo	mg/kg	máx. 10
Contenido de alcalinos (Na+K)	mg/kg	máx. 5
Contenido de Metales (Ca+Mg)	mg/kg	máx. 5
Estabilidad a la oxidación a 110°C	Horas	min. 6

Se debería modificar la especificación del diésel para permitir la mezcla del biodiesel en porcentajes mayores, en caso de requerirse para cumplir con la normativa que se establezca. El biodiesel sólo podrá mezclarse con petróleo diésel en un 2% o en un 5% del volumen resultante de la mezcla. El producto mezclado debe cumplir con la calidad exigida en las respectivas especificaciones de los combustibles fósiles que han sido objeto de la mezcla. Adicionalmente, el biocombustible debe cumplir con los criterios de sostenibilidad definidos en el punto 3.6 de este informe.

Para uso de biocombustibles en las gasolinas se debería adecuar las especificaciones en base a las siguientes consideraciones:

- Aumentar el contenido máximo de oxígeno hasta 3,7% desde el actual 2,0%. Se debería permitir exceder el límite del 2,0% sólo si se utiliza etanol renovable.
- En caso de incluirse un contenido de bioetanol, se debe considerar un waiver o aumento en el límite permitido para la presión de vapor (RVP). Los límites actuales en la Región Metropolitana son 55 kPa (verano) y 69 kPa (invierno). En el caso de Europa se permite hasta un aumento de 7,8 – 8.0 kPa para volúmenes entre 5% y 10% de etanol.
- En el caso del metanol, que puede ser elaborado con hidrógeno verde y CO₂ de chimenea, se debería permitir hasta un 3% como componente en la gasolina. La norma sólo permite hasta 1% en los demás oxigenados que se agregan a la gasolina.

Se debería realizar un análisis del impacto en las emisiones de gases contaminantes de estas modificaciones propuestas. Dicho análisis debe involucrar el parque vehicular y sistema de

distribución en Chile, lo cual debe ser hecho en línea con las especificaciones de las gasolinas permitidas en la Unión Europea.

3.9.3. Restricción de emisiones de CO2 a vehículos nuevos y definiciones de estándar mínimo de infraestructura

La incorporación de vehículos cero emisiones como una obligación en el mercado del transporte es una condición necesaria para avanzar en la reducción de las emisiones del sector. A modo de referencia se muestran las condiciones consideradas en la proyección de la PELP para el escenario de Carbono Neutralidad, las que están alineadas con las medidas implementadas en Europa y California.

Tabla 18: Medida del Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad: Vehículos Cero Emisiones.

Fuente: Informe PELP 2023 - 2027. Nota: lge: Litro de gasolina equivalente

MEDIDAS		Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad
Electromovilidad	Transporte público urbano	100 % buses eléctricos al 2045
	Taxis	100 % parque eléctrico a 2038
	Vehículos Medianos	100% venta vehículos cero emisiones a 2040 60% participación vehículos eléctricos al 2050
	Transformación de vehículos livianos a VEs	Reemplazo de 15% de stock vehículos convencionales a vehículos eléctricos (VE) al 2035
Estándares de rendimiento energético	Vehículos Livianos	2024: 22,5 km/lge 2040: 34,8 km/lge 2027: 27,3 km/lge 2050: 39,6 km/lge 2030: 28,9 km/lge
	Vehículos Medianos	2025: 15,2 km/lge 2031: 20,0 km/lge 2028: 18,5 km/lge 2040: 25,0 km/lge

Se propone definir el estándar mínimo requerido de las estaciones de carga de hidrógeno. A modo de referencia, en la UE se definió que las estaciones de carga de hidrógeno de acceso público deben considerar lo siguiente en su diseño:

- Capacidad mínima de 2 t/día
- Equipadas con al menos un dispensador de 700 bares,
- Situadas a una distancia máxima de 150 km entre ellas, en las carreteras troncales prioritarias definidas por la autoridad.
- En caso de optar por suministro de hidrógeno líquido en estaciones de repostaje de acceso público se deberían situar a una distancia máxima de 450 km entre ellas.

En California el Estado también identificó zonas prioritarias en donde se deberían instalar las estaciones de servicio de energías renovables (Electricidad/hidrógeno) y en esos sectores entrega aportes financiero para la construcción.

3.9.4. Programas de Incentivo de Hidrógeno y Otras Energías Renovables

En un escenario en que se exige una cuota mínima de energía renovable en los combustibles, se podría analizar el potencial de producción en Chile de algunos energéticos renovables, que se han desarrollado en California y Alemania. Estos energéticos tienen la ventaja de poder utilizar la infraestructura actual de distribución de los combustibles fósiles, hasta el consumidor final y su utilización no requiere de transformaciones tecnológicas en el usuario final. Entre los energéticos cabe mencionar los siguientes:

- Biocarburante avanzado: Biocarburante a partir de algas y desechos forestales, entre otras.
- Diésel renovable: Proveniente de aceite reciclado y grasas animales.
- Biogás: Proveniente de vertederos municipales o estiércol de animales entre otras.

En caso de existir potencial, el incentivo debería consistir en un apoyo financiero para la inversión en las primeras instalaciones de producción de estos energéticos renovables para acelerar su producción en Chile, en la medida que sea competitivo contra la importación del mismo energético renovable, tal como lo ha implementado California a través del Clean Transportation Program.

Tabla 19: Resumen del Programa de Transporte Limpio: Producción de Combustibles de Bajo Carbono.

Fuente: 2022 to 2023 Investment Plan Update for the Clean Transportation Program – April 2022 – CEC.

Tipo de Combustible	Cantidad de Propuestas Calificadas* Presentadas	Fondos solicitados por las Propuestas Calificadas* (en Millones de dólares)	Cantidad de Propuestas Seleccionadas	Fondos Otorgados (en millones de dólares)
Sustitutos de la Gasolina	28	\$71.8	14	\$31.8
Sustitutos del Diésel	62	\$187.1	26	\$75.1
Biometano	71	\$221.4	33	\$92.6
Hidrógeno Renovable	13	\$38.7	5	\$16.9
Total	174	\$519	78	\$216.4

(*) El término "Propuestas Calificadas" se refiere a aquellas propuestas que al menos recibieron un puntaje de aprobación.

3.9.4.1. Incentivo para uso de hidrógeno en transporte pesado/mediano y buses interurbanos

Se propone un programa de incentivo para vehículos pesados a hidrógeno. Dicho incentivo aplicaría a camiones de carga pesados o medianos o buses interurbanos. El proyecto debería incluir:

- Estaciones de carga de hidrógeno,
- La compra y mantención de los vehículos de carga pesados o medianos o buses a hidrógeno y
- La compra del hidrógeno renovable.

Considerando que CORFO ha asignado recursos a varios proyectos de producción de hidrógeno, especialmente en la zona de Antofagasta, Valparaíso y Concepción, se puede utilizar parte de esta producción para el programa piloto de los vehículos pesados.

Al igual que en los ejemplos de proyectos piloto que se han implementado en California, se propone que el Estado a través de CORFO, realice una adjudicación de fondos para al menos tres proyectos: uno en la zona de Antofagasta, otro en la zona central del país (Región de Valparaíso - Región Metropolitana) y otro en la Región del Bío Bío.

Estos proyectos de implementación de logística de distribución y demostración de uso deben cumplir con la condición de asegurar una fuente de suministro de hidrógeno renovable para toda la duración del proyecto piloto. Se podría flexibilizar el combustible, permitiendo el uso de hidrógeno gris de instalaciones existentes en el país hasta el año 2025, de tal forma de asegurar el suministro para el programa piloto e incluso poder iniciar antes el piloto de logística y uso de hidrógeno.

Considerando como base el proyecto de Norcal Zero-Emission que se ejecutará para el período 2021 - 2025, en Oakland, California, este incluye una estación de carga y 30 camiones pesados de celda de combustible a H2 XCIENT desarrollados por Hyundai. Este proyecto tiene un costo total de MUSD 41, de los cuales MUSD 29 fueron aportados por privados y MUSD 12 por el CARB.

En el caso de Chile, se deberían agregar 2 estaciones de carga adicionales, para generar 3 ubicaciones. Considerando un costo de 2 MUSD por estación de carga, el costo total sería de MUSD 45, de los cuales MUSD 13 podrían ser aportados por el Estado de Chile y MUSD 32 por los privados.

3.10. Cronograma de actividades para implementación de sistema de cuotas en Chile.

Como referencia para la implementación de un sistema de cuotas de energías renovables en Chile, se puede mencionar que la Unión Europea lanzó su primera exigencia como una cuota indicativa en 2003 estableciendo la primera exigencia a partir de 2011 y California, Estados Unidos lanzó la ley en 2006 iniciando la exigencia para combustibles vehiculares en 2011.

Tabla 20: Cronograma de implementación sistema de cuotas de energías renovables en combustibles: Europa y California.

Fuente: Directivas de Energías Renovables en Europa y Leyes de Energías Renovables de California

Cuotas de Energías Renovables en Unión Europea	Reducción de Intensidad de Carbono en combustibles en California, USA
<ul style="list-style-type: none"> ➤ En 2003 se estableció cuotas indicativas de energías renovables en combustibles de transporte: al 2005 un 2% y al 2010 un 5,75%. ➤ En 2009 se publicó la Directiva de Energías Renovables (RED) estableciendo objetivos para el período 2011-2020, la cual basada en un análisis cuantitativo de costos y beneficios, determinó el objetivo de una exigencia mínima 10% de energías renovables en transporte al 2020. El objetivo de una cuota global por país de energía renovable para alcanzar un 20% para toda la UE, se diferenció por país en función del punto de partida al 2009, la condición económica, entre otros factores, de tal forma que el costo marginal del esfuerzo fuera similar para todos los países. ➤ En 2018 se publicó la RED II, estableciendo objetivos para el período 2021-2030, la cual considera un 14% para el 2030. También se incorpora la reducción del 13% respecto a 2010 de la intensidad de emisiones de GEI del ciclo de vida de los combustibles. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ En 2006, la Ley de Soluciones al Calentamiento Global AB 32, ordenó al CARB implementar la ley, y estableció la meta de reducir las emisiones de (GEI) al mismo nivel de 1990 para el año 2020. ➤ Como parte de las medidas implementadas por el CARB, en 2009, se introdujo el programa LCFS el cual fue implementado a partir del año 2011. Inicialmente contempló sólo la meta de reducción de la intensidad de carbono de los combustibles al año 2020. ➤ En 2016, la Ley SB 32 estableció la meta de reducir las emisiones de GEI en 40 % bajo el nivel de 1990 para el año 2030. ➤ En 2018, se modificó el LCFS, se agregó la meta de reducir respecto a 2010 el IC un 20% al año 2030, se incorporó el hidrógeno como combustible sujeto a la regulación, dejando de ser considerado como opcional. Estas modificaciones entraron en vigencia en enero de 2019.

El Estado de Chile ha impulsado diversas leyes que le permitirán avanzar en la reducción de emisiones de GEI, destacándose la Ley de Eficiencia Energética, que, entre otras medidas, mandata al Ministerio de Energía para desarrollar un Plan de Nacional de Eficiencia Energética, el cual debe actualizarse cada 5 años y en la primera versión deberá contemplar una meta de reducción de intensidad energética de al menos un 10% al 2030.

Por otra parte, la Ley Marco del Cambio Climático mandata al Ministerio del Medio Ambiente a desarrollar una Estrategia Climática de Largo Plazo, establecer presupuestos sectoriales de GEI, así como los planes sectoriales de mitigación, entre los cuales podría integrarse las cuotas mínimas de energías renovables, en los sectores TCCF y minería.

Como parte de la estrategia del control de emisiones de GEI para los sectores de generación eléctrica e industrial, se propone implementar un sistema “cap and trade”. Como marco referencial de implementación se muestra la propuesta de implementación presentada en el documento en Estrategia de Instrumentos Económicos para la Transición Energética del Ministerio de Energía publicado en 2022.

Figura 17: Cronograma de implementación sistema “Cap and Trade”.

Fuente: Elaboración Propia considerando el Marco Legal en Chile para control de GEI y Estrategia de Instrumentos Económicos para la Transición Energética del Ministerio de Energía, 2022.

	2022-2025	2026 -2030 Ciclo I	2031-2035 Ciclo II	2036 en adelante
Ley de Eficiencia Energética	El Ministerio de Energía elaborará un Plan Nacional de Eficiencia Energética cada 5 años, estableciéndose que el primero deberá contemplar una meta de reducción de intensidad energética de al menos un 10% al 2030 con respecto al año 2019			
Ley Marco del Cambio Climático (Ley MCC)	Se establece que al año 2050 se deberá alcanzar la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero. Se crea la Estrategia Climática de Largo Plazo, considerando un horizonte a 30 años, con revisión cada 5 años, liderado por el Ministerio del Medio Ambiente (MMA). Se debe definir un presupuesto nacional de emisiones de GEI al año 2030 y 2050, de acuerdo a criterios de costo efectividad y equidad de las cargas. También se deben definir presupuestos sectoriales de emisiones de GEI al año 2030 y planes sectoriales de mitigación.			
Sistema Cap-and-trade. Definiciones Ley MCC (*)	El MMA debe elaborar normas que establecerán la cantidad máxima de GEI que podrá emitir un establecimiento, en función de un estándar de emisiones de referencia, con el objeto de cumplir los objetivos de la Estrategia Climática de Largo Plazo y la NDC. Los excedentes de cumplimiento de emisión, que sean verificados por la Superintendencia del Medio Ambiente, deberán certificarse como reducción de emisiones por el MMA sin mediar mayores requisitos que su inscripción en el registro			
	Se diseña mecanismo con sus reglamentos asociados Se implementan los arreglos institucionales Se exploran posibilidades de link con otras jurisdicciones	Fase Operación: Grandes emisores del sector generación eléctrica e industria se encuentran regulados por este instrumento con límites de reducción anual.	Fase II : Ampliación a otros sectores de la economía no cubiertos en la Fase anterior, en línea con la Estrategia Climática de Largo Plazo.	

(*) Cronograma de implementación propuesto en ESTRATEGIA DE INSTRUMENTOS ECONÓMICOS PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA, Ministerio de Energía, 2022

En este contexto, se propone como principales actividades para implementar el sistema de cuotas de energías renovables en los sectores de transporte y minería en Chile, las que se muestran en la siguiente Carta Gantt.

Figura 18: Cronograma de Implementación Sistema de Cuota de Energías Renovables.

Fuente: Elaboración Propia

	2022 - 2023	2024 - 2025	2026	2027 en adelante
1) Cuantificación de costos medios y marginales de reducción GEI por sector económico y beneficios país, de distintos escenarios de cuotas con foco en TTCF y Minería, en base a los escenarios de la PELP. Identificación de sectores más vulnerables y programas de apoyo. Consideraciones de seguridad energética.	█			
2) Instalación de mesas de trabajo con las partes interesadas para recibir aportes y difundir los objetivos de la nueva iniciativa.	█			
3) Validación del diseño del sistema de cuotas al interior del Estado.	█			
4) Diseño e implementación de captura de información, para todos los sectores de consumo de combustibles	█	█		
5) Diseño e implementación de mecanismo de verificación y transacción de excedentes/déficit de cumplimiento de la exigencia.		█		
6) Tramitación legislativa del proyecto de ley o implementación como parte de los planes sectoriales de mitigación de GEI dentro de la ley de MCC.		█		
7) Reglamento si es necesario e implementación de medidas para la puesta en marcha del sistema de cuotas.			█	
8) Puesta en marcha del sistema de cuotas, con primer año de marcha blanca.				█

Tanto Europa como California, utilizan una base cuantitativa para definir las metas de reducción de emisiones y las medidas de mitigación que implementarán en cada sector que genera las emisiones de GEI. En el caso de Europa se trata del PNIEC, mientras que en California se denomina Plan de Alcance (“Scoping Plan”). Siguiendo esta práctica se propone como primera actividad para la determinación de las cuotas, para los sectores TTCCF y minería, realizar un análisis cuantitativo el cual debe considerar la estrategia climática de las principales empresas del sector y las metas que deben cumplir los sectores para que el país alcance la carbono neutralidad al 2050, según la Ley Marco del Cambio Climático.

Este trabajo se debería realizar en interacción con las partes interesadas de cada uno de los sectores que se busca regular, por ejemplo, a través de mesas de trabajo (actividad 2). En este marco, se recomienda llevar a cabo el desarrollo del plan de mitigación de GEI a través de la incorporación de energías renovables, considerando un proceso participativo, que articule las metas y objetivos de las leyes y estrategias vigentes, y genere acciones que habiliten el cumplimiento de los compromisos asumidos, entre ellos que las empresas aumenten sus metas corporativas para estar alineados con la ruta nacional hacia la carbono neutralidad.

A través de este trabajo de análisis cuantitativo se debe determinar los costos medios y marginales de la implementación del sistema de cuotas en los sectores propuestos. En dicho contexto, es fundamental determinar la viabilidad de la implementación desde el punto de vista de la disponibilidad de la producción de las energías renovables requeridas, o su importación, así como la disponibilidad de las tecnologías que permitirán el uso de estas energías renovables. Se deberá tener en consideración también el impacto sobre sectores vulnerables y los programas que permitan reducir dicho impacto. Finalmente, se debe tener en consideración las implicancias en la seguridad energética del país y la competitividad entre los distintos energéticos. Adicionalmente, este estudio podría incorporar los sectores de generación eléctrica e industria, para determinar las metas que deberían alcanzar en términos de la reducción de emisiones, que se debería incorporar en el sistema “cap and trade”.

La actividad 3, correspondiente a la validación del sistema de cuotas propuesto al interior del Estado, es una actividad que permitiría recibir los aportes de las distintas entidades del Estado, fortaleciendo el diseño para su aplicación en Chile. En paralelo, se podría iniciar el diseño e implementación de un sistema de captura de información que permita dar respuesta a las necesidades del sistema de cuotas de energías renovables (actividad 4).

Una vez concluida las actividades 1, 2 y 3 hacia fines de 2023, y se disponga del diseño final del sistema de cuotas, con metas específicas para cada uno de los sectores, se podría iniciar la tramitación legislativa, la que podría prolongarse por un período de 2 años. En paralelo se podría iniciar una segunda fase de diseño e implementación de los mecanismos de verificación de cumplimiento de las cuotas mínimas de energías renovables, para cada una de las empresas incorporadas al sistema de cuotas. También se debe incluir un diseño de los mecanismos de transferencia de excedentes y déficit de cumplimiento entre las empresas incorporadas en el sistema.

Hacia el año 2026, debería terminar de implementarse el sistema de cuota. Para ello se debe elaborar un reglamento que defina en detalle la operatoria del sistema de cuota que operaría en Chile,

incluyendo entre otras las responsabilidades de los distintos actores involucrados, las metodologías de medición y verificación de cumplimiento, la flexibilidad de cumplimiento y las posibles sanciones que se podrían aplicar en caso de no cumplimiento. Hacia 2027 debería comenzar a operar el sistema de cuotas de energías renovables en los sectores TTCF y minería en Chile.

3.11. Cuota global de energía renovable para Chile e impacto en las emisiones de GEI

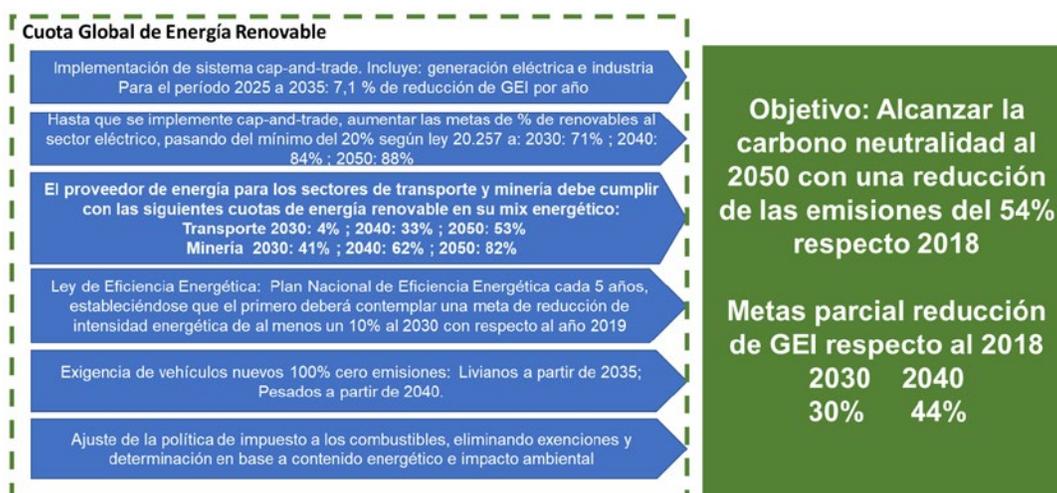
3.11.1. Políticas y Estrategias de la Cuota Global de Energías Renovables

La ley Marco del Cambio Climático, establece que Chile debe alcanzar la carbono neutralidad al 2050. Para alcanzar dicho objetivo, según la proyección de la PELP 2023-2027 (Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad, identificado como Escenario de Diseño de Cuota en el presente estudio), se requiere de una reducción de las emisiones del 54% respecto del año 2018. Para estos efectos se requiere implementar una serie de estrategias con distintos responsables, y que forman parte de la cuota global de energías renovables, entre las cuales cabe destacar las siguientes:

- o Implementación de sistema “cap-and-trade”, que considere los sectores generación eléctrica e industria para el período 2025 a 2035, considerando un 7,1% de reducción de GEI por año, calculado en base a la proyección de la PELP 2023-2027. Mientras se implementa este sistema de “cap and trade” se debe considerar un aumento en la cuota de renovables al sector eléctrico pasando del mínimo del 20% según ley 20.257 a los siguientes porcentajes de obligación: 71% (2030); 84% (2040); 88% (2050) calculados en base a la proyección de la PELP 2023-2027.
- o Implementación de sistema de cuota para los sectores TTCF y minería. En cada uno de los sectores las obligaciones son las siguientes: Transporte 2030: 4%; 2040: 33%; 2050: 53% y Minería 2030: 41%; 2040: 62%; 2050: 82%

Figura 19: Estrategias de Control de GEI vs Meta De Reducción de Emisiones.

Fuente: Elaboración Propia

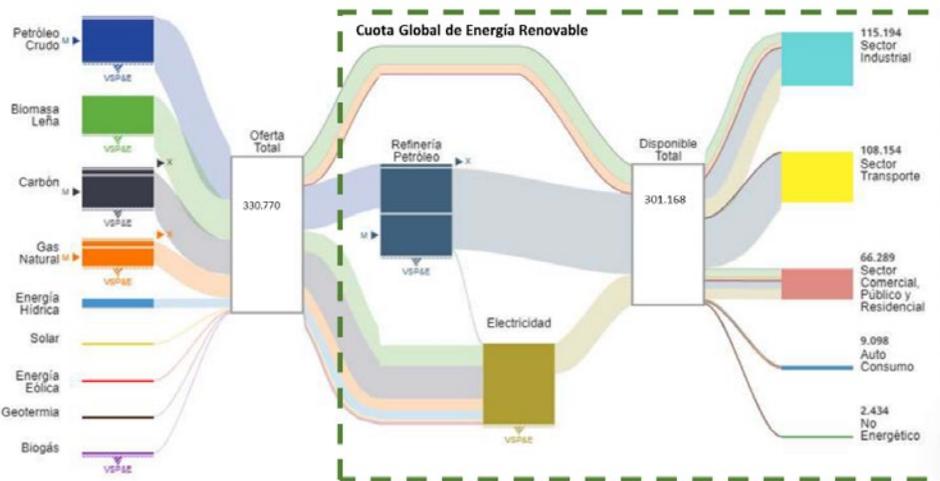


3.11.2. Formulación y Criterios de Cálculo de la Cuota Global de Energías Renovables

La cuota global de energía renovable para Chile incluye el consumo de energía bruta final de todos los sectores de la economía, incluidos los consumos de los sectores de transformación (generación eléctrica y refinерías de petróleo).

Figura 20: Balance Nacional de Energía 2018 (Tcal).

Fuente: www.energiaabierta.cne.cl.



La cuota de energía procedente de fuentes renovables se calculará dividiendo el consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables por el consumo final bruto de energía de todas las fuentes energéticas, y se expresará como porcentaje.

Cuota Global de Energía Renovable

$$= \frac{\text{Consumo Final Bruto de Energía Procedente de Fuentes Renovables}}{\text{Consumo Final Bruto de Todas las Fuentes Energéticas}} * 100\%$$

El **consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables** se calcula como la suma:

- a) del consumo final de electricidad procedente de fuentes renovables;
- b) del consumo final de energía procedente de fuentes renovables en el sector industrial, comercial, público, residencial y autoconsumo.
- c) del consumo final de energía procedente de fuentes renovables en el sector del transporte.

El gas natural, la electricidad y el hidrógeno procedentes de fuentes renovables solamente se contabilizarán una vez para el cálculo de la cuota de consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables. No se tendrán en cuenta los biocarburantes y biolíquidos que no cumplan los criterios de sostenibilidad.

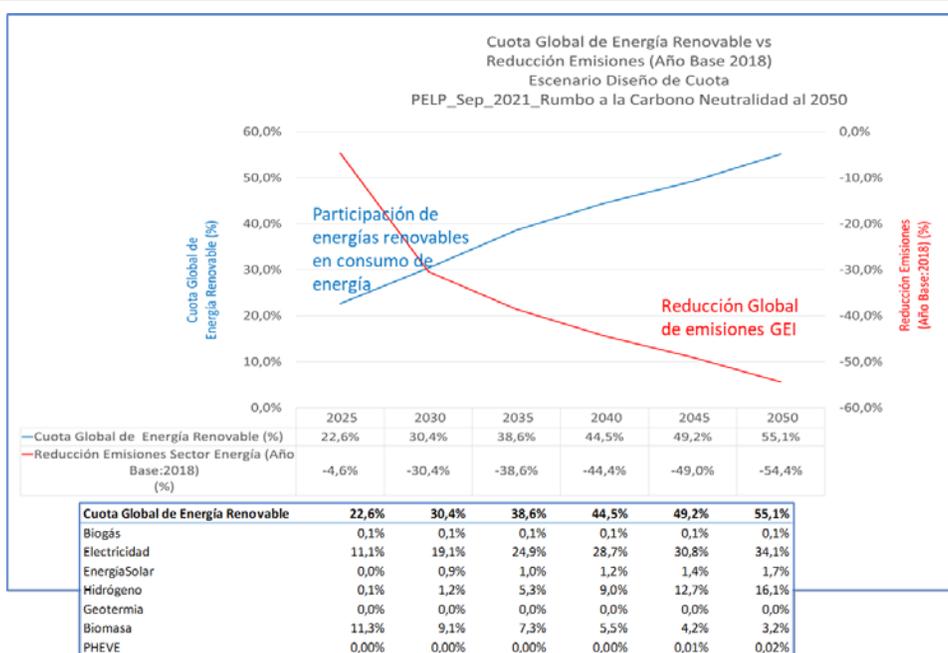
Consumo final bruto de todas las fuentes energéticas: se calcula como la suma de los productos energéticos suministrados con fines energéticos a la industria, el transporte, los hogares, los servicios, incluidos los servicios públicos, la agricultura, la silvicultura y la pesca, el consumo de electricidad y calor para los centros de transformación (generadoras eléctricas y refinerías de petróleo) y las pérdidas de electricidad y calor en la distribución y el transporte de la energía eléctrica.

3.11.3. Cálculo de la Cuota Global de Energías Renovables

Como resultado del conjunto de medidas propuestas en los distintos ámbitos de gestión de las emisiones de GEI, se alcanzaría a 2050 una reducción de las emisiones de GEI del 54% respecto al 2018, considerando entre otras medidas una incorporación de energías renovables del 55% en el sector energía (Escenario Diseño de Cuota: PELP 2023-2027_Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad), principalmente energía eléctrica renovable, hidrógeno renovable, biomasa y energía solar.

Figura 21: Meta de Cuota de Energía Renovable A Nivel Global (%): Escenario Diseño de Cuota (2025–2050).

Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones del PELP 2023–2027 del Ministerio de Energía de Chile.



3.12. Sistema de cuotas y mercado de exportación de hidrógeno verde

El sistema de cuotas de energías renovables en el mercado de combustibles generará una demanda de energía renovable y en el caso de los vehículos pesados dicha energía podría ser hidrógeno renovable. Para abastecer dicha demanda se podrían generar proyectos de producción de hidrógeno verde en el país, lo que permitiría generar conocimiento en el sistema de aprobación de proyectos y regulación en Chile.

Por otra parte, el desarrollo de proyectos para el mercado de exportación generaría producción a gran escala. Estos proyectos se verían beneficiados de un sistema de aprobación y regulación, fortalecido por la experiencia de los proyectos ya implementados para cumplir con las cuotas de energías renovables en Chile. A la vez los proyectos a gran escala podrían reducir los costos de producción, generando una oferta de hidrógeno renovable competitivo que podría acelerar el desarrollo del mercado local de hidrógeno renovable.

De esta forma, el marco regulatorio de un sistema de cuotas de energías renovables sería complementario al mercado de exportación de hidrógeno renovable, debido al aprendizaje que se podría generar en el mercado local. Por otra parte, la disponibilidad de hidrógeno renovable a costos más competitivos asociado al mercado de exportación acelerará el despliegue del hidrógeno verde en las distintas aplicaciones en Chile.

4. Dimensionamiento de Infraestructura para Abastecimiento de Hidrógeno Renovable

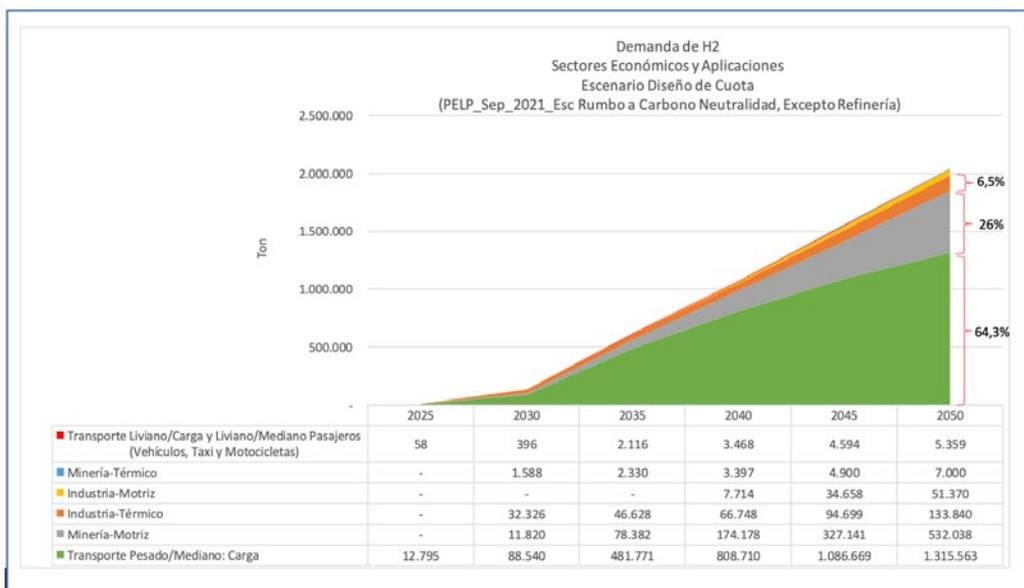
El dimensionamiento del capex y opex requerido por la infraestructura para la producción y distribución del hidrógeno renovable permite dimensionar los recursos económicos que se deben destinar para que esta industria se materialice en Chile y también permite realizar una primera estimación del nivel de costo que tendría esta energía renovable de bajas emisiones de gases de efecto invernadero y poder medir su competitividad con las demás energías disponibles. En esta estimación no se miden las externalidades positivas que generaría esta industria en el país como las menores emisiones comparadas con otros energéticos, la generación de empleos y el ahorro de divisas al producir en Chile esta nueva energía.

4.1. Condiciones generales para la estimación de infraestructura requerida

El dimensionamiento de la infraestructura requerida para la producción de hidrógeno renovable se abordó para la totalidad de la demanda proyectada para el año 2050 (2,0 Mt/a) y para la logística de distribución del sector transporte pesado/mediano de carga, ya que es el de mayor demanda y cobertura geográfica. Para el dimensionamiento se consideró el escenario Diseño de Cuota (PELP_2023-2027: Esc. Rumbo a la Carbono Neutralidad), en el cual el sector de transporte pesado/mediano de carga representa 64% de la demanda total de hidrógeno renovable.

Figura 22: Demanda de Hidrógeno Renovable (Ton): Escenario Diseño de Cuota (2025-2050).

Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones del PELP 2023-2027 del Ministerio de Energía de Chile.



La actividad minera motriz, en el escenario diseño de cuota, representa un 26% de la demanda total de hidrógeno renovable, y se consideró sólo la capacidad de producción de hidrógeno, asumiendo que ésta se instala cercana a las faenas por lo que no requiere logística de distribución específica.

Para el sector industrial que representa 6,5% de la demanda total (escenario diseño de cuota) se consideró sólo la capacidad de producción y transporte hasta los city gate. No se consideró distribución hasta el punto final de consumo.

Tabla 21: Demanda de hidrógeno regional total (Ton): Escenario Diseño de Cuota (2025-2050).

Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones del PELP 2023-2027 del Ministerio de Energía de Chile.

Región	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Región	2050%
Arica y Parinacota	430	3.212	17.080	29.232	41.059	50.464	15	2,5
Tarapaca	493	5.350	29.258	55.066	87.452	122.004	1	6,0
Antofagasta	1.201	18.161	95.709	187.355	309.251	460.424	2	22,5
Atacama	864	8.152	43.536	79.473	120.554	160.807	3	7,9
Coquimbo	674	6.102	33.014	59.743	90.228	120.299	4	5,9
Valparaíso	1.180	10.194	47.795	79.446	110.072	138.213	5	6,8
Metropolitana	2.568	25.853	108.221	178.112	244.922	310.248	13 RM	15,2
O'Higgins	926	7.938	40.925	69.865	97.311	121.427	6	5,9
Maule	1.050	10.361	43.713	71.897	96.810	118.322	7	5,8
Biobío	1.378	20.631	63.127	99.398	134.782	165.722	8	8,1
Araucanía	482	5.128	19.251	30.303	39.470	47.385	9	2,3
Los Ríos	417	4.048	18.327	31.264	43.193	53.845	14	2,6
Los Lagos	782	6.102	32.297	56.895	81.295	100.973	10	4,9
Aysén	132	1.117	5.998	11.219	17.292	22.096	11	1,1
Magallanes	276	2.318	12.978	24.945	38.970	52.942	12	2,6
Total Nacional	12.854	134.669	611.228	1.064.214	1.552.661	2.045.171	Total Nacional	41,8

Tabla 22: Demanda de hidrógeno regional del transporte pesado/mediano de carga: Escenario Diseño de Cuota (2025–2050).

Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones del PELP 2023–2027 del Ministerio de Energía de Chile.

Región	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Región	2050%
Arica y Parinacota	430	2.981	16.300	27.412	37.340	44.896	15	3,4
Tarapaca	434	3.061	17.047	29.163	40.307	49.366	1	3,8
Antofagasta	1.201	8.522	47.515	81.274	110.360	134.798	2	10,3
Atacama	863	6.346	36.584	64.512	89.571	111.676	3	8,5
Coquimbo	673	4.794	26.851	46.132	63.099	77.349	4	5,9
Valparaíso	1.180	7.882	41.488	67.363	87.981	103.776	5	7,9
Metropolitana	2.567	17.212	90.310	146.365	190.180	224.228	13 RM	17,1
O'Higgins	926	6.511	35.924	61.237	84.174	103.208	6	7,9
Maule	1.050	7.236	39.277	65.607	87.756	105.567	7	8,0
Biobío	1.377	9.058	46.841	74.895	96.182	112.278	8	8,5
Araucanía	482	3.183	16.505	26.437	33.966	39.667	9	3,0
Los Ríos	416	2.997	16.826	29.065	39.858	49.141	14	3,7
Los Lagos	781	5.622	31.570	54.533	74.784	92.201	10	7,0
Aysén	132	995	5.805	10.371	14.738	18.623	11	1,4
Magallanes	276	2.084	12.621	23.828	35.680	47.952	12	3,6
Total Transporte	12.787	88.484	481.464	808.195	1.085.976	1.314.725	Total Nacional	
Transporte / Nacional. (%)	99,5	65,7	78,8	75,9	69,9	64,3		

Tal como se muestra en la Tabla 20, a nivel regional, la mayor demanda se concentra en la región de Antofagasta, derivado principalmente por la actividad minera y, en especial, por los camiones de extracción de alto tonelaje CAEX. La zona central (Regiones de Valparaíso a Bío Bío, incluyendo Región Metropolitana) concentra el 42% de la demanda total de hidrógeno renovable en el año 2050.

Como se observa en la Tabla 21 para el sector de transporte pesado/mediano la zona central (Regiones de Valparaíso a Bío Bío, incluyendo Región Metropolitana) concentra el 49% de la demanda total en el año 2050.

4.2. Estimación de capacidad de electrólisis y generación eléctrica

Basados en la demanda de hidrógeno renovable que se proyecta abastecer al 2050, se determinó la capacidad requerida de electrólisis considerando el factor de planta de cada una de las fuentes de energía renovable disponible en cada una de las regiones.^{47 48 49} Se consideró electrolizadores tipo PEM con eficiencia de 69,25%, correspondiente a un consumo de 48,1 kwh/kg de hidrógeno.⁵⁰

47 El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé – Christian Santana – 2014 Proyecto Estrategia de Expansión de Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Interconectados (MINENERGÍA / GIZ), 2014.

48 Energía 2050 Política Energética – Región de Aysén – Ministerio de Energía Enero 2018. Potencial eólico de Aysén con factor de planta de 0,40.

49 Identificación de Potenciales Renovables – Caso Eólico – Febrero 2021. Potencial eólico de Magallanes con factor de planta de 0,50 y superior.

50 Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems - Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE - October 2021.

Tabla 23: Capacidad requerida de Electrólisis versus Potencial disponible de Energías Renovables: Escenario Diseño de Cuota (2050).

Fuente: Elaboración propia en base a información de las referencias indicadas.

Demanda Hidrógeno Total País Año 2050		Energía Eólica		Energía Solar - PV con Seguimiento		Energía Solar - CSP	
		Factor Capacidad 0,34		Factor Capacidad 0,3		Factor Capacidad 0,5	
		Capacidad requerida	Potencial Disponible	Capacidad requerida	Potencial Disponible	Capacidad requerida	Potencial Disponible
Región	Ton	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Arica y Parinacota	50.464	906		1.026	41.005	616	6.311
Tarapaca	122.004	2.189		2.481	211.134	1.489	136.085
Antofagasta	460.424	8.262	2.622	9.363	1.200.613	5.618	394.868
Atacama	160.807	2.886	86	3.270	184.073	1.962	15.607
Coquimbo	120.299	2.159	389	2.446	3.240	1.468	
Vaparaíso	138.213	2.480		2.811	64	1.686	
Metropolitana	310.248	5.567		6.309		3.786	
O'Higgins	121.427	2.179	75	2.469		1.482	
Maule	118.322	2.123		2.406		1.444	
Biobío	165.722	2.974	4.581	3.370		2.022	
Araucanía	47.385	850	1.933	964		578	
Los Ríos	53.845	966	2.863	1.095		657	
Los Lagos	100.973	1.812	3.770	2.053		1.232	
Aysén	22.096	396	2.234	449		270	
Magallanes	52.942	950	64.451	1.077		646	
Total	2.045.171	36.699	83.004	41.592	1.640.129	24.955	552.871

El mayor potencial de energías renovables se tiene en el norte con energía solar. La zona central carece de recursos para abastecer toda su demanda, por ello debe ser suplementada desde la zona norte. Se ha seleccionado el abastecimiento con energía solar fotovoltaica, debido a que requiere una inversión de 760 US\$/kW versus CSP que requiere 3.100 US\$/kW.⁵¹

Considerando abastecimiento solar y eólico en las regiones que disponen de este recurso, la capacidad requerida de electrólisis para producir 2.045 kton/a de hidrógeno renovable al 2050, en el escenario diseño de cuota (PELP 2023_2027: Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad), es de 36.620 MW, con la apertura por región y el escalamiento en el tiempo que se indica en la siguiente tabla. Esta estimación considera un factor de 90% de operación para los electrolizadores. La capacidad eléctrica requerida sería también de 36.620 MW.

Tabla 24: Capacidad total instalada requerida de electrólisis en cada año 2025 – 2050: Escenario Diseño de Cuota.

Fuente: Elaboración propia.

Región	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Arica y Parinacota			400	600	1.000	1.000
Tarapacá		300	1.000	1.600	2.000	2.400
Antofagasta	100	600	2.000	4.200	6.600	9.300
Antofagasta a Zona Centro			1.000	6.000	11.000	15.000
Atacama			1.200	1.800	2.600	3.300
Coquimbo		100	400	400	400	400
Valparaíso		200	600	600	600	600
Metropolitana	100	660	1.120	1.120	1.120	1.120
O'Higgins		100	400	400	400	400
Maule		140	540	540	540	540
Biobío	40	300	700	700	700	700
Araucanía		120	220	220	220	220
Los Ríos		20	220	220	220	220
Los Lagos	20	80	480	480	480	480
Aysén		20	100	200	220	300
Magallanes	20	120	220	340	480	640
Total MW	280	2.760	10.600	19.420	28.580	36.620

51 Información de proyectos aprobados recientemente y proyecciones para el año 2030 de PELP 2023-2027 de Agosto 2021

La Región de Antofagasta concentraría alrededor del 66 % de la capacidad total, incluyendo la capacidad para abastecer la demanda propia y la capacidad requerida para abastecer la zona central.

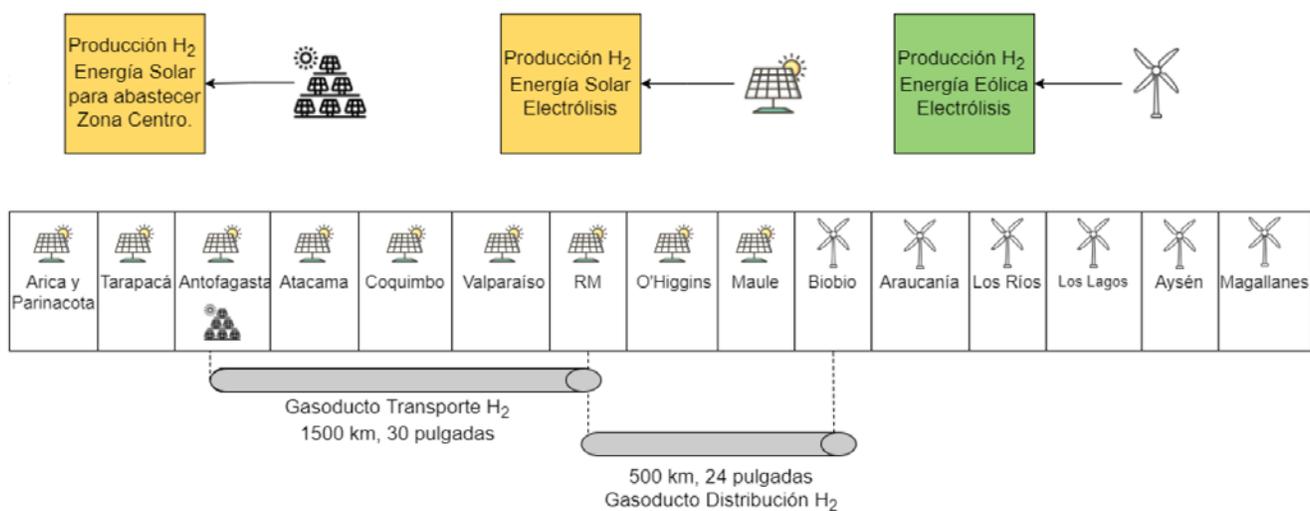
4.3. Diseño y dimensionamiento de la infraestructura de transporte

La Comisión Europea en su estrategia de desarrollo de infraestructura para hidrógeno renovable considera en una primera etapa instalar electrolizadores para cubrir demandas locales de polos industriales y para abastecer estaciones de carga de hidrógeno vehicular y en paralelo comenzar a desarrollar una red de gasoductos, nuevos o readecuaciones de ductos existentes de gas natural ^{52 53} para suministrar mayores volúmenes.

En el caso de Chile, en los inicios del mercado de hidrógeno renovable, se recomienda desarrollar una primera etapa de producción en ciertas regiones con energía solar y eólica para abastecer las demandas locales y de las regiones aledañas, utilizando distribución de hidrógeno gaseoso mediante camiones. En paralelo se recomienda comenzar el desarrollo de un gasoducto de transporte de hidrógeno desde la Región de Antofagasta a la Región Metropolitana asociado con producción de hidrógeno, así como la de un gasoducto de distribución desde la Región Metropolitana a la Región del Biobío, que entren en operación hacia el año 2035. Esto último, considerando que proyectos de estas características podrían requerir plazos de 8 a 10 años para su ejecución, basados en el proyecto HVDC Kimal (Antofagasta) - Lo Aguirre (Región Metropolitana), correspondiente a una línea de alta tensión de 3.000 MW en 600 KV, con una extensión de 1.500 km, licitada en 2020 y fecha estimada de puesta en marcha mayo 2029.⁵⁴ En la siguiente figura se muestra el esquema de producción y distribución propuesto para el hidrógeno renovable.

Figura 23: Infraestructura de producción y logística de transporte y distribución primaria.

Fuente: Elaboración propia



52 Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing – ACER European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators - 16 July 2021.

53 Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. European Hydrogen Backbone - June 2021.

54 www.revistaei.cl del 6 de diciembre de 2021.

Los gasoductos de hidrógeno tienen ventajas económicas sobre las líneas de transmisión eléctricas.

Como alternativa al gasoducto de transporte de hidrógeno, se analizó la opción de transmitir energía eléctrica desde Antofagasta y producir el hidrógeno en la Región Metropolitana. La conclusión fue que la alternativa más conveniente es el gasoducto de hidrógeno desde el punto de vista técnico y económico. Otros estudios han llegado a conclusiones similares.⁵⁵

Para su comparación, ambas alternativas fueron evaluadas para una capacidad de 828 Kt/a de hidrógeno correspondiente a la demanda insatisfecha de la zona central en el año 2050. Esto requeriría una capacidad de electrólisis de alrededor de 15.000 MW. Ambas alternativas tienen una extensión de 1.500 km.

En base a metodología de publicaciones recientes de dimensionamiento de gasoductos de hidrógeno,⁵⁶ se estimaron las características principales del gasoducto de transporte desde el norte a la zona central. Considerando además un 30 % de sobrecapacidad, para absorber las variaciones debido a los factores de planta de la generación eléctrica. El gasoducto resultó de 30 pulgadas de diámetro, con estaciones de compresión cada 500 km, con presión de operación de 70 Bar al inicio de cada etapa de compresión y 28 Bar a la salida, la potencia total de compresión es de 188 MW. Para la determinación del Capex y Opex, se incluyó una planta de generación eléctrica de tipo solar fotovoltaica para suministrar dicha potencia.

Para la alternativa de transmisión eléctrica se consideró la tecnología HVDC de 800 KV.⁵⁷ La capacidad requerida es de 15.500 MW considerando pérdidas de transmisión de 0,15%/100 km y pérdidas de conversión de 1%. Se requerirían dos líneas de transmisión o más.

Basado en información de costos de Capex y Opex disponibles,⁵⁸ la valorización de ambas alternativas se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 25: Capex y Opex Gasoducto de Hidrógeno versus Línea Transmisión Eléctrica.

Fuente: Elaboración propia en base a las referencias que se indican.

Alternativa	Gasoducto Hidrógeno	Línea Transmisión Eléctrica
Capex (MUSD)	4.248	9.060
Opex (MUSD/año)	44,3	44,4

Por sobre la ventaja económica, la opción del gasoducto de hidrógeno entrega mayor flexibilidad ante variaciones del recurso energético solar y para futuras ampliaciones de capacidad. Opera además como almacenamiento limitado de hidrógeno, absorbiendo las variaciones tanto en su producción como en su demanda. Adicionalmente, permite realizar abastecimiento hacia zonas intermedias en el trazado.

En base a los mismos antecedentes, se dimensionó el gasoducto de distribución de la zona central, resultando de 24 pulgadas y una estación de compresión para 500 km de longitud desde la Región Metropolitana hasta la Región del Biobío (Los Ángeles). Este gasoducto está conectado al gasoducto de transporte de hidrógeno del norte. Desde el extremo de este gasoducto se puede abastecer mediante camiones las regiones del sur, en casos de indisponibilidad de las plantas de producción

55 Cost of long-distance energy transmission by different carriers. DeSantis et al. iScience 24, 103495 December 17, 2021.

56 The Techno-Economics of Hydrogen Pipelines / Transition Accelerator Technical Briefs - Volume 1 - Issue 2 - November 2021.

57 Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. European Hydrogen Backbone - June 2021.

58 A European hydrogen infrastructure - Vision covering 28 countries. European Hydrogen Backbone - April 2022.

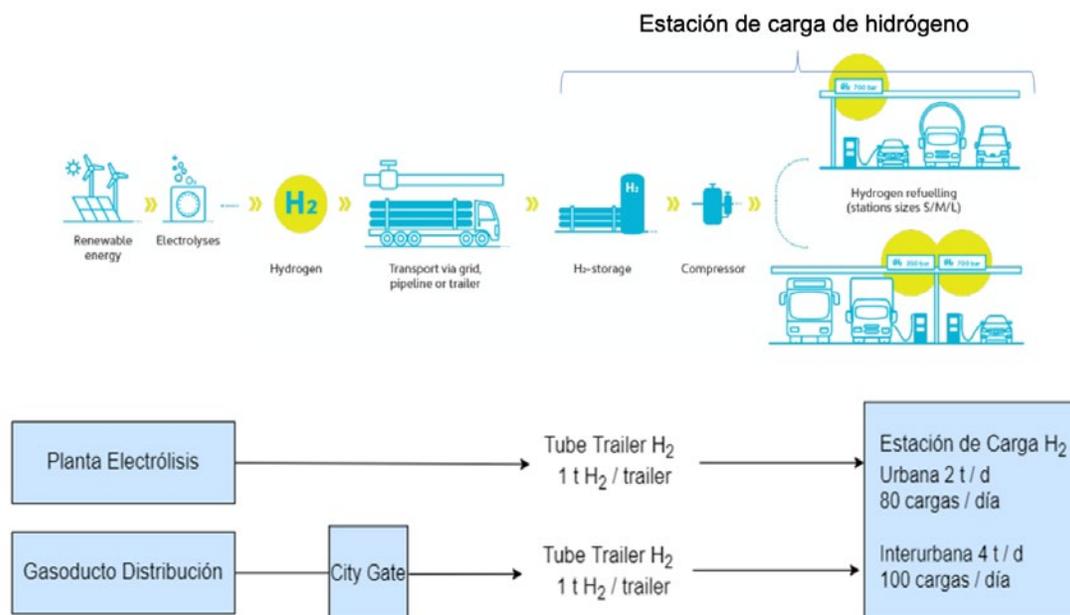
de hidrógeno locales. Las zonas no cubiertas por los gasoductos continúan aumentando la capacidad de electrólisis para atender el crecimiento de la demanda de hidrógeno.

4.4. Dimensionamiento de la infraestructura de distribución a consumidores finales del sector transporte mediano/pesado

La infraestructura requerida para satisfacer la demanda de hidrógeno de consumo vehicular mediano/pesado (demanda proyectada de 1.315 kt/a al 2050, 3.600 ton/día) consiste básicamente de estaciones de carga de hidrógeno y su abastecimiento por medio de camiones. En la actualidad, este abastecimiento se realiza principalmente como hidrógeno gaseoso comprimido a 200-500 Bar, con cargas máximas de 1 Ton por camión, en "Tube Trailers". Como hidrógeno líquido, se puede transportar hasta 4 Ton por camión, pero por su elevado costo, se realiza sólo para volúmenes muy pequeños. La capacidad actual de licuefacción de hidrógeno a nivel mundial es del orden de 350 ton/día.⁵⁹

Figura 24: Infraestructura de abastecimiento de hidrógeno vehicular mediano/pesado.

Fuente: Elaboración propia y otros antecedentes.^{60 61 62}



El número de estaciones de carga de hidrógeno requeridas para abastecer la demanda del transporte de carga mediano y pesado alcanzaría a 1.364 en el 2050, de las cuales 939 serían interurbanas y 425 urbanas. Esta cifra se calcula dividiendo la demanda proyectada anual de hidrógeno por la capacidad de la estación (4 ton/d interurbana y 2 ton/d urbana) y por el número de días efectivos que operan éstas para carga de camiones estimado en 286 días/año (lunes a sábado mediodía).

60 H2 Mobility The Berlin-based Hydrogen Refuelling Company – March 2021.

61 Air Liquide Data Sheet – Modular Hydrogen Refueling Station – From Light to Heavy Duty Vehicle.

62 Air Liquide Press Release July 2020 – Air Liquide will build first high-pressure hydrogen refueling station for long-haul trucks in Europe.

Tabla 26: Número de estaciones de carga de hidrógeno al 2050.

Fuente: Elaboración propia.

Región	Estaciones de Carga Interurbanas						Estaciones de Carga Urbanas					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Arica y Parinacota	0	1	7	12	16	20	1	3	15	25	34	39
Tarapacá	1	3	12	21	29	36	0	1	6	10	13	15
Antofagasta	1	6	34	58	79	97	0	3	16	27	35	41
Atacama	1	4	25	46	64	81	0	3	13	21	28	34
Coquimbo	1	3	19	33	45	56	0	2	9	15	20	24
Valparaíso	1	5	29	48	63	76	0	3	14	22	28	31
Metropolitana	2	12	63	103	135	161	1	6	32	50	62	70
O'Higgins	1	5	26	44	61	75	0	2	12	20	26	31
Maule	1	5	28	46	63	76	0	3	13	22	28	32
Biobío	2	7	33	53	69	81	0	3	16	25	30	34
Araucanía	1	2	11	19	24	29	0	1	6	9	11	12
Los Ríos	1	2	12	20	29	35	0	1	6	10	12	15
Los Lagos	1	4	22	39	53	67	0	2	11	18	24	28
Aysén	1	1	4	8	11	14	0	0	2	3	4	5
Magallanes	1	2	9	17	26	35	0	0	4	8	11	14
Total	16	62	334	567	767	939	2	33	175	285	366	425

En las estaciones de carga interurbana, el número de vehículos atendidos es de alrededor de 100 por día y cargan 30-40 kg de hidrógeno,^{63 64} mientras que en las estaciones de carga urbana es de 70 a 80 por día y cargan 25 kg de hidrógeno.⁶⁵

El número de Tube Trailers para abastecer las estaciones de carga de hidrógeno alcanzaría a 2.104 en el 2050. La determinación se realizó a nivel regional considerando las características geográficas de ellas y su demanda diaria de hidrógeno vehicular, con la posibilidad de abastecer regiones aledañas con capacidad insuficiente de producción de hidrógeno. Se consideró la siguiente regla para determinar el número de camiones en función de la distancia a recorrer:

- Si la distancia es mayor a 500 km se requieren 2 días de operación.
- Si la distancia es menor a 500 km, pero mayor a 200 km, se requiere 1 día, si necesita transbordo marítimo entonces 2 días.
- Si la distancia es menor a 200 km se requiere 1/2 día, si necesita transbordo marítimo entonces 1 día.

Tabla 27: Número de Tube Trailers de hidrógeno al 2050: Escenario Diseño de Cuota.

Fuente: Elaboración propia.

Tube Trailers (Unidades)

Región	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Arica y Parinacota	3	9	24	40	56	69
Tarapacá	1	7	27	47	68	85
Antofagasta	3	25	70	120	167	208
Atacama	4	44	56	90	127	159
Coquimbo	2	7	38	65	90	111
Valparaíso	3	13	60	98	131	157
Metropolitana	7	34	139	223	298	363
O'Higgins	2	10	51	87	120	149
Maule	3	11	55	92	124	150
Biobío	4	16	69	112	151	181
Araucanía	1	5	23	37	48	57
Los Ríos	1	9	24	41	56	70
Los Lagos	2	8	44	76	105	130
Aysén	1	3	16	29	56	70
Magallanes	1	6	36	68	107	145
Total	38	207	732	1.225	1.704	2.104

63 Hyundai XCIENT Fuel Cell Main Specifications

64 Tomorrow's fuel today – Linde H2 refueling technologies

65 Air Liquide Data Sheet – Modular Hydrogen Refueling Station – From Light to Heavy Duty Vehicle

4.5. Estimación de CAPEX y OPEX de la infraestructura diseñada

El CAPEX requerido para la producción de los 2.045 kt/a de hidrógeno renovable al 2050 proyectados en el escenario diseño cuota (PELP 2023_2027: Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad), incluyendo la generación eléctrica, la electrólisis, así como los gasoductos de transporte y de distribución, alcanza a 55.093 MUSD, para el período 2024-2050. El CAPEX adicional requerido para la distribución al consumidor final del hidrógeno vehicular (transporte de carga mediano/pesado) correspondiente a su transporte mediante tube trailers y las estaciones de carga es de 6.747 MUSD.

Para la estimación de CAPEX y OPEX de los principales componentes de la infraestructura de producción y distribución de hidrógeno se utilizaron los siguientes antecedentes:

- Electrolizadores: CAPEX de 580 USD/kW (proyectados al 2030,⁶⁶ ajustados a Chile) y OPEX anual estimado como 3% del CAPEX más costo del agua a 0,5 USD/ton. Cada 20 años se considera el costo de reemplazo de la pila que asciende a 28,5% del CAPEX.
- Generación eléctrica: 760 USD/kW para Solar PV y 1.000 USD/kW para Eólico (información de proyectos aprobados recientemente y proyecciones para el año 2030 de PELP 2023-2027 de Agosto 2021) de CAPEX y 1% y 2%, respectivamente de OPEX anual sobre el CAPEX.⁶⁷
- Gasoductos: valorizados según descripción previa
- Tube Trailers: 580 KUSD⁶⁸ de CAPEX (valor ajustado a Chile)
- Estaciones de Carga H2: 1.200 KUSD/ton H2 de CAPEX⁶⁹ 70

No se realizaron estimaciones de los costos de operación de los camiones, ni de las estaciones de carga de hidrógeno, debido a la variabilidad de las distancias que deberían recorrer los Tube Trailers y la variedad de configuraciones de las estaciones de carga de hidrógeno.

Tabla 28: CAPEX quinquenal de principales componentes de producción y distribución de hidrógeno: Escenario Diseño de Cuota

Fuente: Elaboración propia.

Componentes del Capex	Unidades	2024	2025	2026	2030	2031	2035	2036	2040	2041	2045	2046	2050	Total Acumulado (2024-2050)
Demanda Hidrógeno Renovable (*)	(Kt/a)		13		135		611		1.064		1.553		2.045	
Generación Eléctrica	(MUSD/Quinquenal)		232		2.024		6.266		6.756		7.000		6.168	28.446
Electrolizadores	(MUSD/Quinquenal)		162		1.438		4.547		5.116		5.313		4.664	21.240
Gasoductos	(MUSD/Quinquenal)		-		-		4.887		260		260		-	5.407
Subtotal	(MUSD/Quinquenal)		394		3.462		15.700		12.132		12.573		10.832	55.093
Tube Trailers	(MUSD/Quinquenal)		22		98		304		286		278		232	1.220
Estaciones de Carga H2	(MUSD/Quinquenal)		82		295		1.647		1.382		1.154		967	5.527
Total	(MUSD/Quinquenal)		498		3.855		17.651		13.800		14.005		12.031	61.840

Tabla 29: OPEX de principales componentes de producción y distribución de hidrógeno renovable.

Fuente: Elaboración propia.

Componentes del Opex (*)		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Demanda Hidrógeno Renovable	(Kt/a)		13		611		1.064
Generación Eléctrica	(MUSD/a)		3		29		105
Electrolizadores	(MUSD/a)		5		49		187
Gasoductos	(MUSD/a)		-		-		48
Total	(MUSD/a)		8		78		340

Nota (*) el valor de demanda de hidrógeno y el de OPEX corresponden al del último año del período indicado.

66 Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems - Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE - October 2021.

67 Informe de costos de tecnologías de generación – CNE – Marzo 2020.

68 2020 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review Hydrogen Storage Cost Analysis (ST100) – Strategic Analysis Inc. – May 2020.

69 Hydrogen refueling station cost model applied to five real case studies for fuel cell buses. E3S Web of Conferences 312, 07010 (2021).

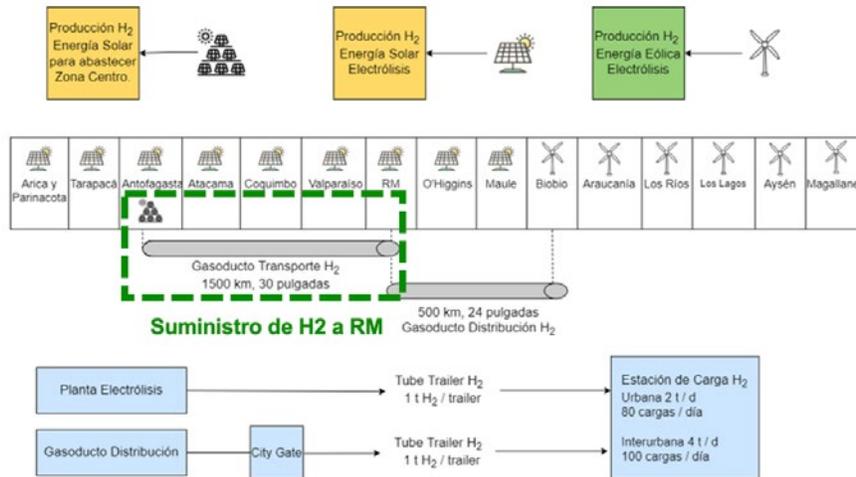
70 NEL Investor Presentation Q1 2022 – May 11 2022.

4.6. Precio de hidrógeno en estación de carga versus diésel

En base a la información de CAPEX y OPEX, se estimó el costo del hidrógeno producido en la Región de Antofagasta y transportado a la Región Metropolitana, según se indica en el recuadro verde de la figura a continuación.

Figura 25: Suministro de H2 desde la Región de Antofagasta a RM.

Fuente: Elaboración propia.

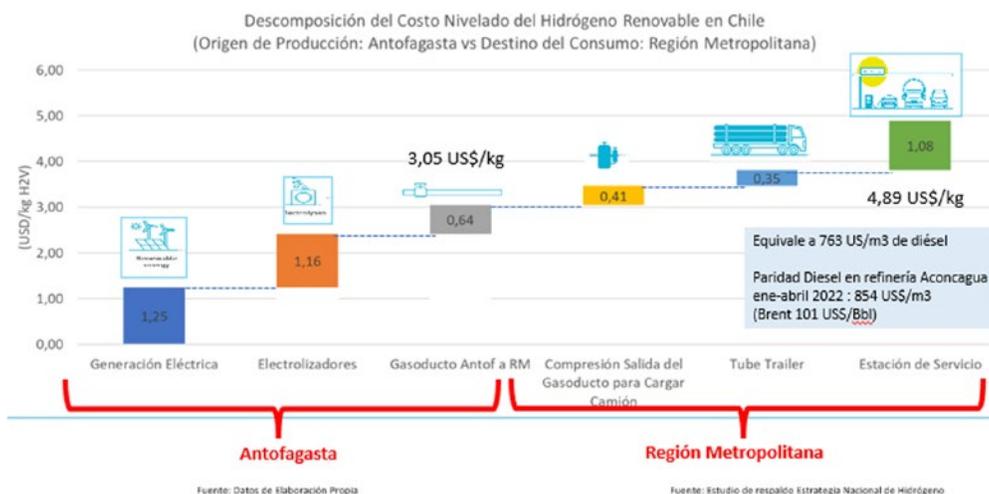


Considerando el perfil de inversión, producción y costos desde el año 2035 al 2050, el costo nivelado es de 3,05 USD/kg de hidrógeno, puesto en la Región Metropolitana antes de la distribución final.

Al incluir los costos de la distribución final (estudio de respaldo de Estrategia nacional de Hidrógeno), se llega a un costo final de 4,89 USD/kg.

Figura 26: Estructuración del costo del hidrógeno hasta la distribución final en RM.

Fuente: Elaboración propia.



El uso de hidrógeno como combustible (utilizando celdas de combustible) resulta en una mayor eficiencia que el uso de diésel. De acuerdo a información contenida en la regulación del programa LCFS (Low Carbon Fuel Standard) de California, una unidad de energía de hidrógeno reemplaza 1,9 unidades de energía de diésel⁷¹ en vehículos pesados motorizados con celdas de combustible de hidrógeno. Así, el valor de 4,89 USD/kg de hidrógeno equivale a 763 USD/m³ de diésel en la Región Metropolitana.

Como referencia se puede mencionar que el precio del diésel en Refinería Aconcagua para el período enero-abril de 2022, alcanzó a 854 USD/m³. Al agregar el margen de distribución publicado por CNE⁷² para el diésel y el transporte por oleoducto desde Refinería Aconcagua a Maipú se obtiene un precio de 959 US\$/m³, precio al cual debería agregarse el margen de distribución mayorista y minorista para compararlo con el precio del hidrógeno. Este nivel de precio considera un precio medio del Brent de 101 USD/Bbl.

Esto muestra que el precio al cual podría llegar el hidrógeno al consumidor final en el largo plazo es competitivo con los combustibles fósiles, incluso antes de considerar todas las externalidades positivas asociadas al hidrógeno renovable. Esto muestra la necesidad de apoyar desde el punto de vista del Estado el proceso de introducción del hidrógeno renovable, a través de programas de incentivo y apoyo, y la implementación de un sistema de cuotas de energías renovables con submetas de hidrógeno renovable que permita acelerar este proceso.

72 <https://www.cne.cl/estadisticas/hidrocarburo/>

Anexo I: Proyecto Norcal-Zero Emission Regional and Drayage Operatrion with Fuel Cell Electric Trucks 2021-2025

El proyecto Norcal Zero-Emission Regional and Drayage Operation with Fuel Cell Electric Trucks, se está desarrollando en Oakland, al norte de California. Este proyecto se mantendrá operativo desde 2021 a 2025. En este proyecto participan: Hyundai Motor Co., First Element Fuel, Air Liquide, Universidad de Berkeley, East Bay Municipal Utilities District, NorCal KW, Macquarie Equipment Capital Inc, West Oakland Environmental Indicators Project. El objetivo del proyecto, liderado por el Center for Transportation and the Environment (CTE), es avanzar en la tecnología de Cero Emisión, desplegando una flota de 30 camiones pesados con celda de combustible de hidrógeno XCIENT desarrollados por Hyundai, construir una estación de carga de hidrógeno construida en la planta de tratamiento del East Bay Municipal Utilities District,

adyacente al Puerto de Oakland, operar la flota e infraestructura asociada por 6 años y reducir a cero la emisión de GEI. Inicialmente la flota será abastecida con hidrógeno renovable, cuya fuente energética presenta una participación de 57% de energía renovable (En Estados Unidos, el hidrógeno renovable es aquel producido o resultante de fuentes distintas de los combustibles fósiles, tales como la biomasa, la energía solar, la energía geotérmica, la energía eólica, la energía oceánica y la energía hidroeléctrica), y con Intensidad de Carbono cero. Una vez que la demanda de hidrógeno aumente por otros consumidores, se considerará biogás para producir hidrógeno 100% renovable in situ. Respecto del financiamiento, el CARB aportará 12,0 MMUSD y el sector privado aportará 29,2 MMUSD.

Anexo II: Antecedentes para el Dimensionamiento de Infraestructura para Abastecimiento de Hidrógeno Renovable: CAPEX y OPEX

I. Electrolizadores

Las tecnologías existentes de electrolizadores se dividen en seis grupos: alcalinos, acídicos, alcalino/acídico anfotéricos, óxido sólidos, microbiales y foto-electroquímicos. Desde un punto de vista tecnológico, los electrolizadores se encuentran en un espectro que va desde maduro hasta muy incipiente. De los tipos de tecnología existentes, sólo se han comercializado electrolizadores alcalinos y acídicos PEM (Proton Exchange Membrane). Mientras que el primero ha estado en uso durante más de un siglo, el segundo ha ido ganando popularidad desde la segunda mitad del siglo XX.

Los electrolizadores PEM representan actualmente la opción disponible más adecuada para la integración de fuentes de energía renovable intermitente en el proceso de generación de energía a hidrógeno.⁷³ No obstante, su alto costo, debido al uso de catalizadores del grupo platino, así como al costo de la producción de membranas, sigue siendo la desventaja que probablemente desafiará a los fabricantes de electrolizadores en los próximos años. Por otro lado, los electrolizadores alcalinos tienen como desventaja una carga mínima relativamente alta (aunque tienen la ventaja de catalizadores de menor costo), lo que los hace menos adecuados para el uso con energías renovables variables. El rango de operación de los electrolizadores PEM va desde 5 a 120% de la capacidad nominal, mientras que el de los electrolizadores alcalinos va desde 15 a 100%. Adicionalmente, los tiempos de partida van desde 15 a 30 minutos para los de tipo PEM y de 30 a 60 minutos para los de tipo alcalinos.

Otra diferencia es la presión de operación de ambos tipos de electrolizadores. Los electrolizadores PEM trabajan a niveles de 30 Bar, mientras que los alcalinos trabajan normalmente a presión atmosférica. Al considerar el adicional de costo de compresión para el uso posterior del hidrógeno producido, la ventaja de costo de los alcalinos respecto de los PEM se reduce, de acuerdo a un análisis realizado por el Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.⁷⁴

El análisis mencionado tuvo como objetivo proporcionar una comprensión integral de las estructuras de costos de los sistemas de electrólisis alcalina (AEL) y de membrana de intercambio de protones (PEM) y los potenciales de reducción de costos individuales para estas tecnologías. Se consideraron dos tamaños para cada tecnología en dos escalas de tiempo diferentes: 2020 y 2030. Los escenarios para 2020 consideran la tecnología, los componentes y las soluciones existentes disponibles en la actualidad. **Los escenarios para 2030 se basan en desarrollos de "próxima generación".** Las capacidades del sistema se eligieron para representar aplicaciones descentralizadas (5 MW) y **centralizadas (100 MW).**

El estudio mencionado consideró una metodología de análisis de costos Bottom-Up, donde se configura y simula la operación de la planta de electrólisis completa, se dimensionan los distintos componentes de la planta y se valorizan en base a cotizaciones o a información de costos de bases de datos.

73 Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers? A.Patonia, R.Poudineh – OIES Paper: EL 47 – January 2022

74 Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems - Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE - October 2021

Los resultados del dimensionamiento de los distintos casos son los siguientes:

Tabla 30: Consumos energía, eficiencia y producción de hidrógeno para electrolizadores alcalinos y PEM, tecnología 2020 y 2030, 5 y 100 MW.

Fuente: Estudio Fraunhofer ISE 2021.

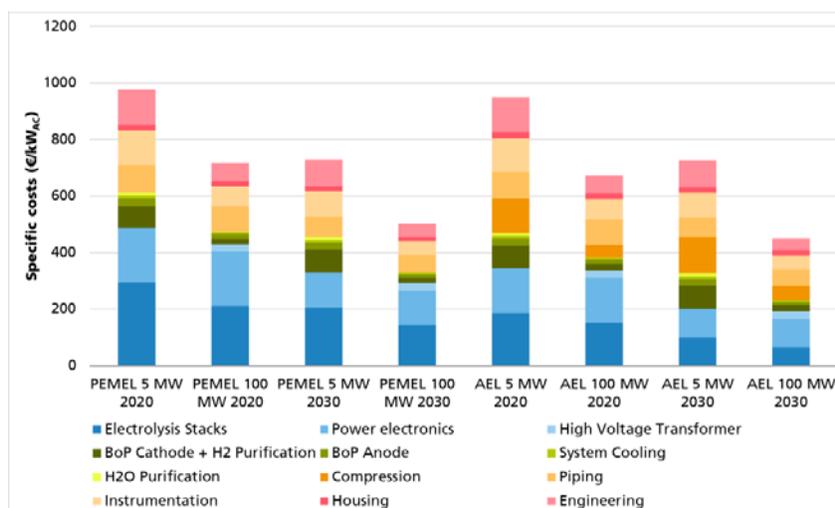
Electrolizador	Unidad	Alcalino				PEM			
		2020		2030		2020		2030	
		5 MW	100 MW	5 MW	100 MW	5 MW	100 MW	5 MW	100 MW
Caso									
Consumo Potencia Sistema	MW _{ac}	5,5	110,4	5,5	110,1	5,4	108,5	5,3	106,1
Consumo Potencia Pila	MW _{dc}	5,0	100,2	5,1	102,0	5,0	100,7	5,0	101,0
Pérdidas rectificador y transformador	MW	0,3	6,4	0,2	4,3	0,3	6,4	0,2	4,2
Consumo bomba circulación	Kw	5	98	4	72	7	134	4	79
Consumo sistema enfriamiento	Kw	45	892	39	772	56	1.118	34	685
Consumo purificación del gas	Kw	10	207	11	223	10	197	11	221
Consumo compresor	Kw	130	2.602	140	2.804	-	-	-	-
Nº de compresores		1	2	1	2	-	-	-	-
Demanda de agua	Kg/h	958	19.152	1.032	20.638	896	17.930	1.005	20.095
Producción de hidrógeno	Kg/h	103	2.060	111	2.229	98	1.969	110	2.207
Consumo específico de energía	Kwh _{ac} /kg	52,8	53,4	48,9	49,4	54,5	55,1	47,6	48,1
Eficiencia calculada	%	63,1	62,4	68,1	67,4	61,1	60,4	70,0	69,25

Al comparar ambas tecnologías en igualdad de condiciones de operación, como es tener presión de salida de 30 Bar para el hidrógeno producto y para lo cual la tecnología alcalina debe incorporar compresión en la configuración de la planta, la tecnología PEM presenta una mayor eficiencia (69,25 versus 67,4%), lo que se traduce en un menor consumo de energía (48,1 versus 49,4 kwh/kg de hidrógeno).

Respecto de la estimación de costos, el siguiente gráfico presenta los resultados de comparación de ambas tecnologías:

Figura 27: Costos para electrolizadores alcalinos y PEM para diferentes capacidades en el 2020 y 2030.

Fuente: Estudio Fraunhofer ISE 2021.



Al comparar los resultados de ambas tecnologías, se tiene que los costos específicos de la electrólisis alcalina (AEL) son menores en comparación con los sistemas PEM. El menor costo resulta principalmente de costos de pila más bajos para la tecnología alcalina. Sin embargo, dependiendo del tamaño del sistema de electrólisis, este menor costo es casi anulado por la necesidad de un compresor adicional.

Para plantas de 100 MW en el escenario de tecnología y reducción de costos al 2030 se tiene un costo de 450 euros/kw para electrolizadores alcalinos y 500 euros/kw para electrolizadores PEM. Estos costos se comparan con los valores 400-440 USD/kw esperados para el año 2030 según lo informado en el documento Global Hydrogen Review 2021.⁷⁵

Respecto de los costos de mantención, el estudio mencionado indica los siguientes valores:

- 20 +/- 5 euros/kw para electrolizadores alcalinos, equivalente a 4,4% sobre el CAPEX.
- 15 +/- 5 euros/kw para electrolizadores PEM, equivalente a 3% sobre el CAPEX.

Este costo de mantención no considera el reemplazo de las pilas, las que se efectúan después de alcanzar el rango de operación 60.000-80.000 horas para los electrolizadores alcalinos y 40.000-70.000 horas para los electrolizadores PEM. Considerando factores de planta de 0,34, se estima que el reemplazo se realizan alrededor de cada 20 años.

Para efectos del dimensionamiento de la infraestructura y estimación de CAPEX y OPEX, se

decidió emplear los valores de los de tipo PEM. Esta decisión se basa en el hecho que los electrolizadores PEM presentan ventajas operacionales entre la cuales cabe mencionar: mayor flexibilidad para operar con energías renovables, mayor eficiencia y, por lo tanto, menor consumo de energía, así como el menor costo de mantención. Estas ventajas se anteponen al leve mayor costo de inversión con respecto a los electrolizadores alcalinos.

Considerando la elección del tipo de electrolizador del tipo PEM, a continuación se resumen los principales indicadores técnico-económicos aplicados en el dimensionamiento:

- **Consumo de energía: 48,1 kw/kg de hidrógeno**
- **Eficiencia: 69,25 %**
- **CAPEX: 580 USD/kw.** Este valor se obtiene de la siguiente estimación:
$$500 \text{ euros/kw} \times 1,05 \text{ USD/Euro (T/C Junio 2022)} \times 1,1 \text{ (Factor Localización Chile)} = 578 \text{ USD/kw} \cong 580 \text{ USD/kw}$$
- **OPEX: 3% sobre el CAPEX,** sobre este valor se debe sumar el costo del consumo de agua, que asciende a 9,1 kg/kg hidrógeno a un costo de 0,5 USD/ton y se debe sumar el costo por el reemplazo de las pilas, que se realiza cada 20 años y que en el caso de los electrolizadores PEM corresponde a un 28,5% del CAPEX, de acuerdo a la información del estudio mencionado de Fraunhofer ISE.

II. Medios de transporte de hidrógeno

El hidrógeno tiene una densidad energética menor respecto de los otros combustibles:

- Hidrógeno : 10,8 MJ/Sm³ (gas)
- Gas Natural : 35,8 MJ/Sm³ (gas)
- Diesel : 35.527 MJ/m³ (líquido)

Esto hace más complejo su transporte lo que se traduce en un mayor costo.

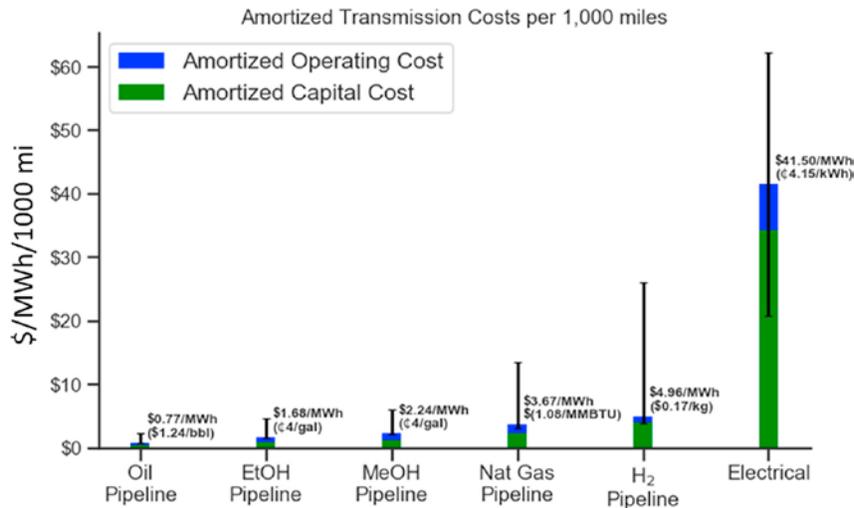
Cuando se compara con el gas natural transportado en un gasoducto, para una misma cantidad de energía se debe transportar como hidrógeno $35,8/10,8 = 3,3$ veces el volumen de gas natural. En contraparte, si se considera el límite de velocidad erosional a 70 Bar y 15 °C a la entrada del ducto, se

puede transportar como gas natural 2,91 veces el volumen de hidrógeno. Por lo tanto, en un gasoducto se puede transportar hidrógeno como energía igual a un $2,91/3,3 = 88 \%$ de la energía del gas natural.

Esto se refleja en la siguiente figura:

Figura 28: Costo amortizado de transmisión de energía para 1000 millas por diferentes carriers.

Fuente: Cost of long-distance energy transmission by different carriers. DeSantis et al., iScience 24, 103495, Diciembre 2021.

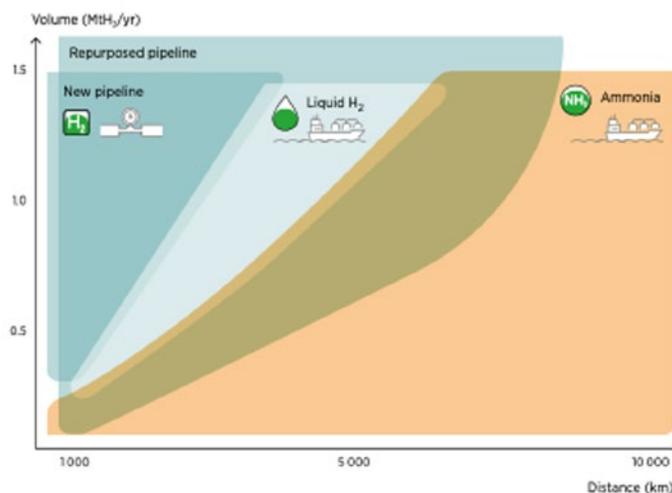


De acuerdo a estos antecedentes presentados en la figura previa, el transporte de hidrógeno por gasoducto tiene un 35% de mayor costo (USD/MWh/1000 millas) respecto del gas natural. Pero cuando se compara con la transmisión de energía eléctrica, el costo de transportar energía como hidrógeno es alrededor de 8 veces menor.

En el ámbito de transporte de grandes volúmenes de hidrógeno y grandes distancias, se presenta la siguiente figura:

Figura 29: Costo eficiencia de transporte de hidrógeno en función de volumen (Millones de ton de Hidrógeno/año) y distancia (km).

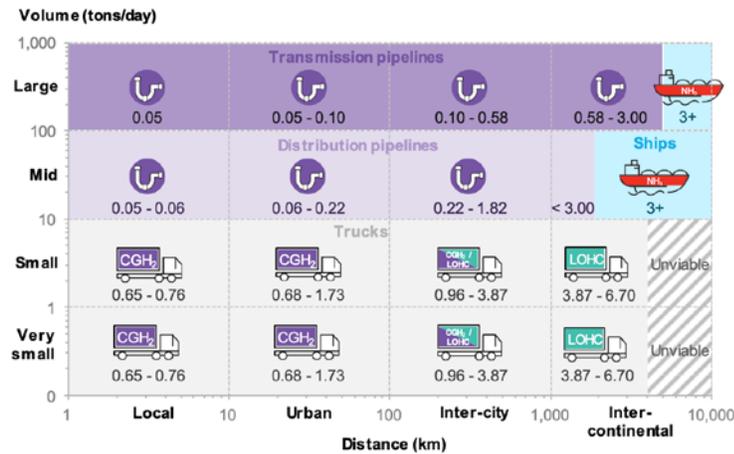
Fuente: Geopolitics of the Energy Transformation – The Hydrogen Factor – IRENA 2022



Complementando para cantidades de hidrógeno y distancias menores, se presenta la siguiente figura:

Figura 30: Costos de transporte de hidrógeno basado en distancia y volumen, USD/kg 2019.

Fuente: Hydrogen Economy Outlook – Key Messages – March 30, 2020 – Bloomberg NEF.



Legend: Compressed H₂ Liquid H₂ Ammonia Liquid Organic Hydrogen Carriers
 Source: BloombergNEF. Note: figures include the cost of movement, compression and associated storage (20% assumed for pipelines in a salt cavern). Ammonia assumed unsuitable at small scale due to its toxicity. While LOHC is cheaper than LH₂ for long distance trucking, it is less likely to be used than the more commercially developed LH₂.

De acuerdo a lo anterior, a los antecedentes presentados en las figuras previas, para volúmenes menores a 10 ton/día, es económicamente más eficiente que el transporte de hidrógeno se realice por medio de camiones. A su vez, para rangos entre 10 y 100 ton/día es más eficiente el uso de gasoductos de distribución y por sobre 100 ton/día resulta más eficiente el uso de gasoductos de transmisión.

III. Transporte de Hidrógeno desde la Región de Antofagasta a Región Metropolitana y alternativas

Considerando que la Región de Antofagasta cuenta con elevados recursos de energías renovables, tanto solar como eólica, se proyecta instalar una capacidad de electrólisis de 15.000 MW para producir del orden de 828 kt/año de hidrógeno en la Región de Antofagasta y transportarlo por un gasoducto de 1.500 km hasta la Región Metropolitana.

La alternativa a esto es transmitir la energía eléctrica renovable producida en la Región de Antofagasta mediante líneas de transmisión de 1.500 km hasta la Región Metropolitana y en esta última

producir el hidrógeno. A continuación se presenta el dimensionamiento de un gasoducto entre Antofagasta y la zona central.

Dimensionamiento de un Gasoducto de Hidrógeno

Para el dimensionamiento se considera un 30% adicional al flujo requerido al año 2050, para absorber la variabilidad de la generación de energía renovable y la variabilidad de la demanda. Con lo cual, el gasoducto transportará $828 \times 1,3 = 1.076$ KT/año (2.950 ton/día). Al respecto, se consideran las siguientes características técnicas asociadas al gasoducto:

- Presión de entrada: 20 Bar (los electrolizadores PEM operan a 30 Bar, se considera una pérdida de presión de 10 Bar desde la salida de los electrolizadores hasta la entrada del gasoducto).
- Presión de salida: alrededor de 30 Bar.
- Estaciones de compresión intermedias: cada 500 km.

En base a la metodología de la publicación *The Techno-Economics of Hydrogen Pipelines*,⁷⁶ resulta el gasoducto presentaría las siguientes características:

- Diámetro del gasoducto :30 pulgadas
- Presión Compresión entrada :70 Bar
- Presión etapa de 500 km :28 Bar
- Potencia Total de Compresión :188,2 MW

Valores base Opex

- Opex Gasoducto: 0,9 % del Capex
- Opex Compresión: 1,7 % del Capex (excluye consumo E.Eléctrica)

A continuación se presentan los valores económicos asociados al CAPEX y OPEX:^{77 78}

Valores base de Capex

- para ducto 48 pulgadas: 2,75 Meuros/km
- para ducto 36 pulgadas: 2,20 Meuros/km
- para ducto 20 pulgadas: 1,51 Meuros/km
- para estación compresión: 3,4 Meuros/MW

Considerando una T/C USD/Euro de 1,05 (Junio 2022), para ducto de 30 pulgadas resulta un valor de CAPEX de 2,04 MUSD/km y para la estación de compresión resulta un CAPEX de 3,57 MUSD/MW.

(ver detalles en la siguiente tabla)

Tabla 31: Capex y Opex Gasoducto de Hidrógeno de 1.500 km para 1.076 KT/año.

Fuente: Elaboración propia

Capex Gasoducto Hidrógeno		MUSD
Gasoducto	1500 km x 2,04 =	3.060
<u>Compresión</u>	<u>188,2 MW x 3,57 =</u>	<u>672</u>
Subtotal		3.732
<u>Factor de Localización</u>	10%	<u>373</u>
Capex Gasoducto Hidrógeno (MUSD)		4.105
Opex Gasoducto Hidrógeno		MUSD/año
Gasoducto		30,3
<u>Compresión</u>		<u>12,6</u>
Opex Gasoducto Hidrógeno (MUSD/año)		42,9

Como costo de la energía eléctrica de las estaciones de compresión, se considera el Capex requerido por esta generación eléctrica en base a la información de proyectos recientes realizados en Chile, tales como el del Parque Fotovoltaico Socompa Solar en Antofagasta⁷⁹ con inversión informada de 200 MUSD para una potencia instalada de 262,681 MWp, con un factor de inversión de 0,76 MUSD/MWp. Considerando dicha información, el CAPEX y OPEX

se estiman en los siguientes valores:

- **Capex** requerido = $188,2 \times 0,76 = 143,0$ MUSD
- **Opex** típico para generación de tipo solar es 1%⁸⁰ del Capex, con lo cual, el O&M es igual a **1,4 MUSD/año**

Así, el Capex y Opex del gasoducto incluyendo la generación eléctrica se estiman en los siguientes valores:

Tabla 32: Capex y Opex Gasoducto de Hidrógeno de 1.500 km para 1.076 KT/año, incluyendo generación energía eléctrica para la compresión.

Fuente: Elaboración propia

Capex	4.248	MUSD
Opex	44,3	MUSD/año

77 Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. European Hydrogen Backbone - June 2021

78 A European hydrogen infrastructure - Vision covering 28 countries. European Hydrogen Backbone - April 2022

79 Publicación revistaei.cl del 23 de mayo 2022

80 Informe de costos de tecnologías de generación – CNE – Informe Anual Marzo 2020

Dimensionamiento Línea de Transmisión Eléctrica

Para realizar el dimensionamiento de la línea de transmisión eléctrica de 1.500 km con una capacidad de a lo menos 15.000 MW, se consideran las opciones que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 33: Opciones de Líneas de Transmisión Eléctrica.

Fuente: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. European Hydrogen Backbone - June 2021.

	Opción	
	Overhead HVAC	Overhead HVDC
Voltaje (KV)	380	800
Power Rating (MW/MVA)	2.800	8.000
Pérdidas (% de energía/100 km)	1,10%	0,15%
Capex (KEuros/Km/GW)	190	255
Nº de Conversores	-	2
Pérdidas Conversión (% MWh)	-	1%
Capex Conversión (KEuros/MW)	-	124
Opex Conversores (% Capex)	-	2%

De las 2 opciones, se considera la línea de transmisión en corriente directa aérea (HVDC), similar al del proyecto de la línea Kimal - Lo Aguirre con capacidad de 3.000 MW en 660 KV con longitud de 1.500 km,⁸¹ con un valor anual de transmisión de 116,3 MUSD, con plazo de construcción de 84 meses y fecha de puesta en marcha mayo 2029.

Sobre la capacidad requerida por la electrólisis se consideran las pérdidas de energía y se considera que se requiere solamente el convertidor de salida.

Tabla 34: Capacidad de Transmisión Eléctrica.

Fuente: Elaboración propia

	Capacidad (MW)
Capacidad requerida por la electrólisis	15.000
Pérdidas de Transmisión	338
<u>Pérdidas de Conversión</u>	<u>150</u>
Capacidad Total	15.488

Aplicando la tasa de cambio de 1,05 USD/Euro y factor de localización de 10%, el Capex y Opex de la línea de transmisión eléctrica son:⁸²

Tabla 35: Capex y Opex de Línea de Transmisión Eléctrica de 1.500 km de 15.488 MW.

Fuente: Elaboración propia

Capex Línea de Transmisión			
Línea de Transmisión	$15.488 \times 255 \times 1,5 \times 1,05 =$	6.220	MUSD
Conversión	$15.488 \times 124 \times 1,05 =$	2.016	MUSD
Subtotal		8.237	MUSD
Factor de Localización	10%	824	MUSD
Capex Línea de Transmisión		9.060	MUSD
Opex Conversión	$2.016 \times 1,1 \times 2\% =$	44,4	MUSD/año

81 Publicación revistaei.cl del 6 de diciembre 2021

82 Para la capacidad de transmisión eléctrica de 15 mil MW, por restricciones técnicas, se podrían requerir a lo menos 2 líneas de transmisión, lo que podría aumentar los costos respecto de la alternativa propuesta.

Tabla 36: Comparación Capex y Opex de Gasoducto de hidrógeno y Línea de Transmisión Eléctrica de 1.500 km y 15.000 MW de Capacidad de Electrólisis.

Fuente: Elaboración propia

Alternativa	Gasoducto Hidrógeno	Línea Transmisión Eléctrica
Capex (MUSD)	4.248	9.060
Opex (MUSD/año)	44,3	44,4

Comparando las dos alternativas, gasoducto vs línea de transmisión eléctrica, resulta ser más conveniente la alternativa base del gasoducto de hidrógeno que es la que presenta menor Capex. Al respecto, se debe considerar que el OPEX de ambas alternativas presenta una pequeña diferencia de 0,1 MUSD/año.

Transporte de hidrógeno por camión

El medio más utilizado de transporte de hidrógeno por camión es para gas en lugar de líquido, a pesar de que este último es más denso. Por camión se puede transportar entre 800-1.000 kg de H2 gaseoso a 250 Bar, mientras que para H2 líquido se puede transportar hasta 4.000 kg. Esto se debe al alto costo de licuar hidrógeno, por lo cual hay muy pocas plantas de licuación a nivel global. Al 2019, la capacidad global de producción de hidrógeno líquido era de 350 ton/día.⁸³

Figura 31: Capacidad de licuefacción de hidrógeno (ton/d).

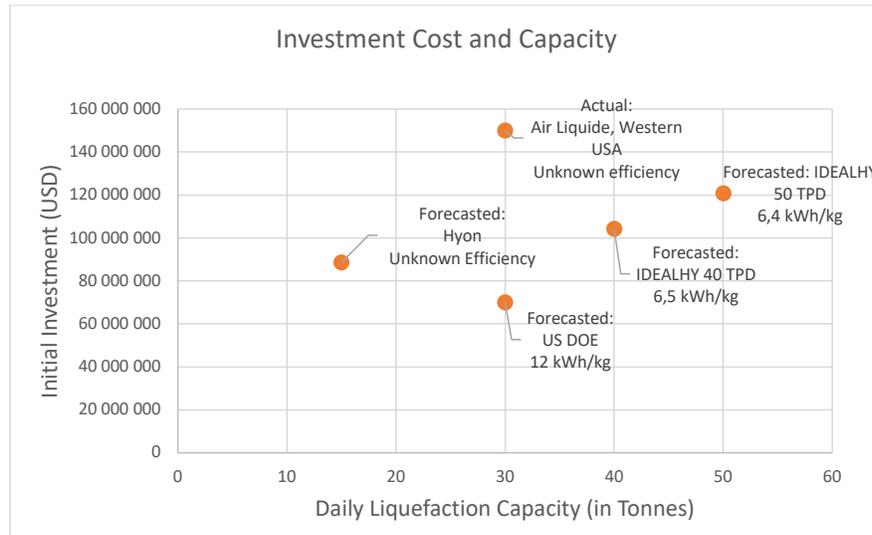
Fuente: Norwegian future value chains for liquid hydrogen – Norwegian Centres of Expertise NCE Maritime Cleantech – May 2019.



Las inversiones de las plantas de licuación de hidrógeno son elevadas y éstas además son de baja capacidad. La siguiente figura presenta detalles de esta información.

Figura 32: Capex de licuefacción de hidrógeno (USD).

Fuente: Norwegian future value chains for liquid hydrogen – Norwegian Centres of Expertise NCE Maritime Cleantech – May 2019.



El hidrógeno gaseoso se transporta en los denominados “tube trailers”. Algunas configuraciones y parámetros del almacenamiento⁸⁴ se presentan en la siguiente figura:

Figura 33: Configuraciones de Tube Trailers y Características del Almacenamiento.

Fuente: 2020 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review Hydrogen Storage Cost Analysis (ST100) – Strategic Analysis Inc. – 31 May 2020.

Accomplishments & Progress: Tube Trailer Storage System Designs

SA Interpretation of Hexagon TitanXL design

<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/gaseous-hydrogen-delivery>

880 kgH₂ capacity
4-40' Type 4 tanks per trailer plus smaller all-carbon tanks
Modeled as 4-220kg tanks

SA Interpretation of CATEC CT-590H design

<https://www.catecgases.com/>

1,000 kgH₂ capacity
8-25' Type 4 tanks per trailer

Tube Trailer Storage Design Parameters

- Tube trailer design parameters are based loosely on the **Hexagon TitanXL**
- Analysis of CATEC CT-590H is in progress
- Tube external dimensions are the controlling parameter
- Composite mass is estimated based on the performance factor derived from the 2019 Program Record
- TitanXL reported loaded vehicle mass is 20,165 kg and is in good agreement with our estimated 20,460 kg

Parameter	Unit	Value	Note
Total On-Board H ₂	kgH ₂	880	Based on TitanXL
Tubes Per Trailer		4	
Liner		HDPE	
Composite Mass	kg/tank	2,758	SA estimate using 2019 Program Record assumptions
Tube Length	m	12.2	Based on TitanXL
Tube I.D.	m	1.1	Estimated
Vessel Weight	kg	2,995	Estimated (Liner + Comp. +boss)
Estimated Trailer Weight (empty)	kg	7,600	Est. based 5,600 kg trail plus 2,000 kg support structure
Estimated Total Loaded Weight of Tube Trailer	kg	20,460	4 tubes + trailer+H ₂

La estimación de costo de un “tube trailer” se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 37: Costo de Tube Trailers.

Fuente: 2020 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review Hydrogen Storage Cost Analysis (ST100) – Strategic Analysis Inc. – 31 May 2020.

Tube Trailer Storage Bill of Materials & Preliminary Cost Results

Unit	Quantity Per System	Cost per Unit @100 Trailers per Year	Cost per Trailer @100 Trailers per Year
Type 4 220 kgH ₂ capacity Pressure Vessel	4	\$76,851/vessel	\$307,403
40' Trailer	1	\$40,000/trailer	\$40,000
Steel Containment Structure	1	\$50,000/structure	\$50,000
Balance of System			
Pressure Relief Device (PRD)	4	\$3,000 each	\$12,000
Manual Shutoff Valves	9	\$270 each	\$2,430
Valve Box./Common Manifold	1	\$300 each	\$300
Block & Bleed Valve	1	\$1,250 each	\$1,250
Pressure Gauges (analog)	5	\$156 each	\$780
Tubing	35 ft.	\$15/ft	\$525
Assembly	1	\$8,000	\$8,000
Total			\$422,688/Complete-Trailer

These are **Costs**, not **Prices**: they do not include company markup.

En base a lo anterior, considerando el margen de utilidad se puede estimar un costo mínimo de 500 KUSD para el trailer en Estados Unidos. **Considerando transporte a Chile, seguros y derechos de aduana, el costo en Chile de un tube trailer se estima en 500 x 1,10 x 1,02 x 1,03 = 580 KUSD.**

Estaciones de Carga de Hidrógeno para Vehículos Medianos/Pesados

La carga de hidrógeno gaseoso a 700 Bar para vehículos de pasajeros (PV) y vehículos livianos (LDV) y a 350 Bar para autobuses y vehículos medianos (MDV) y pesados (HDV), es el estándar establecido. Actualmente, diferentes tipos de vehículos como buses, LDV, MDV y HDV utilizan tecnología de hidrógeno comprimido CGH₂ de 350 Bar. Estos vehículos se utilizan cuando una autonomía máxima de 400 km es suficiente. La capacidad de almacenamiento a bordo limita la posibilidad de viajar mayores distancias sin recargar. Próximamente se publicarán los protocolos de carga hasta 42,5 kg H₂. La cantidad máxima de hidrógeno que se puede almacenar en cada tipo de vehículo aún depende de las necesidades del consumidor y del desarrollo tecnológico e innovación.

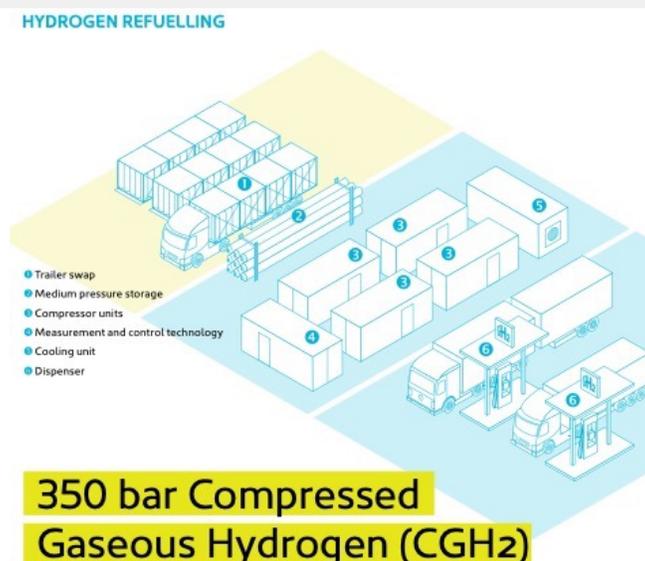
Hoy en día existen múltiples autobuses y camiones que tienen sistemas de almacenamiento de

hidrógeno de 350 bar, que consisten en estanques tipo III o tipo IV con revestimientos de aluminio o polímero. Uno de los primeros HDV encontrados en Europa, el Hyundai Xcient Fuel Cell, almacena alrededor de 35 kg de hidrógeno, lo que permite una autonomía de aproximadamente 400 km. Esta clase de vehículo se utiliza actualmente para casos de distribución regional. Para aplicar la tecnología de 350 bar a camiones de mayor peso y mayores distancias de recorrido, serán necesarios nuevos diseños de sistemas de almacenamiento de hidrógeno.

La recarga de hidrógeno gaseoso de 350 bar se puede suministrar en estado gaseoso o líquido (ver la siguiente figura), lo que significa que todas las opciones de la cadena de suministro son posibles. Según la opción seleccionada, se necesita un compresor o una bomba criogénica para recargar los vehículos. Según la Sociedad de Ingenieros Automotrices (SAE), hoy en día ya son factibles flujos estándar de hasta 120 g/s. En comparación con 700 bar HRS, 350 bar HRS requiere menos energía total para la compresión y el preenfriamiento. Serán necesarios flujos significativamente más altos y componentes adecuados, aún por desarrollar, para uso comercial y para el reabastecimiento de más de 80 kg de hidrógeno.⁸⁵

Figura 34: Ejemplo de estación de carga de hidrógeno para vehículos pesados en 350 Bar.

Fuente: Overview Hydrogen Refuelling for Heavy Duty Vehicles, de H2 Mobility



El hidrógeno es suministrado mediante “tube trailers”. Un modelo de swaps de “tube trailers” en este caso reemplaza el almacenamiento de hidrógeno estacionario. Para entregar suficiente hidrógeno por estación, se necesitan aproximadamente tres “tube trailer” por día para una estación de carga de 2.500 kg/día. De acuerdo a los estándares actuales, el hidrógeno reabastecido debe preenfriarse para lograr tiempos de recarga rápidos, sin exceder los límites de temperatura.

Otros ejemplos de configuraciones de carga de hidrógeno se presentan a continuación. La siguiente tabla presenta la configuración de Air Liquide:

Tabla 38: Configuraciones de estaciones de carga de hidrógeno para vehículos livianos y pesados en 350/700 Bar de Air Liquide.

Fuente: Air Liquide HRS modular LV and HDV data sheet – página web de Air Liquide

Modular hydrogen refueling station

Gas-to-gas series | From light to heavy duty vehicles

Performances

	Small configuration GM-S-70/35	Medium configuration GM-M-70	Full buses configuration GM-L-35	Mixed configuration GM-L-70/35
Dispenser	1 for cars + 1 for buses	2 for cars	1 for buses	1 for cars + 1 for buses
Source	30 m³ trailer, 300 bar	45 m³ trailer, 300 bar	45 m³ trailer, 300 bar	45 m³ trailer, 300 bar
Max vehicles in 1 hour ⁽¹⁾	9 cars ⁽³⁾	18 cars ⁽³⁾	4 buses	2 buses + 7 cars
Daily performance ⁽²⁾	125 cars (500 kg), 6 buses & 20 cars	150 cars (600 kg)	30 buses (750 kg) within 12h	20 buses & 50 cars (500 kg + 200 kg)

⁽¹⁾ From full trailer, 3 minutes between 2 vehicles, 4 kg per car, 25 kg per buses.

⁽²⁾ Number of vehicle with realistic daily profile, from full trailer: peak and off-peak periods for cars and bus + cars scenarios/back to back with 12 h night for 100% bus scenario.

⁽³⁾ Limitation is not due to station capacity, but to protocol speed and handling time.

Note: possibility to refuel high duty H70 truck (up to 80 kg) performance upon request.

La configuración de Air Liquide presenta las siguientes características técnicas:

- Tiempo de carga de vehículos livianos: 4,5 kg en 3,5 min a 700 Bar
- Tiempo de carga de buses: 25 kg en 12 min y 35 kg en 16 min a 350 Bar
- Consumo de energía: < 2,5 kwh/kg H2 y 0,47 kwh/h en modo standby
- Presión mínima de entrada: 30 Bar

La tabla siguiente presenta la configuración de Linde. La configuración de mayor tamaño es la IC P/ 140-XL con una capacidad de carga de hidrógeno de 3,4 ton/día y una capacidad de almacenamiento de 3,8 ton de hidrógeno. Las estaciones de carga de hidrógeno gaseoso de la empresa Linde tienen las siguientes características:

Tabla 39: Configuraciones y especificaciones de estaciones de carga de hidrógeno de Linde.

Fuente: Linde ⁸⁶

Standard station name	Performance/technical specification								
	Outlet pressure	Capacity/hour	Inlet pressure	Max. operation hours / day	Max. capacity per day	Estimated fuelings per day	Power consumption ^a	Connecting power ^a	Type of hydrogen
IC 90/30-S	< 900 bar	28 kg	nominal: 6-200 bar	16	450 kg	90	1-3.3 kWh/kg	93 kW ^b	GH ₂
Twin IC 90/60-L	< 900 bar	56 kg	nominal: 6-200 bar	16	900 kg	180	1-3.3 kWh/kg	186 kW ^b	GH ₂
IC 50/30-S	500 bar	28 kg	nominal: 6-200 bar	24	672 kg	22	1-2.8 kWh/kg	93 kW ^b	GH ₂
Twin IC 50/60-L	500 bar	56 kg	nominal: 6-200 bar	24	1,344 kg	45	1-2.8 kWh/kg	186 kW ^b	GH ₂
IC P/140-XL	20/50/150/500 bar	140 kg	nominal: 6/15/50/150	24	3,360 kg	74	0.68-2.7 kWh/kg	372 kW ^b	GH ₂ ^c
CP 90/40-L	< 900 bar	40 kg	2 bar	24	950 kg	200	1.3 kWh/kg	45 kW	LH ₂
CP 90/100-XL	< 900 bar	100 kg	2 bar	24	2,400 kg	400	1.5 kWh/kg	120 kW	LH ₂
CP 50/40-L	500 bar	40 kg	2 bar	24	950 kg	30	1.3 kWh/kg	45 kW	LH ₂
CP 50/100-XL	500 bar	100 kg	2 bar	24	2,400 kg	80	1.5 kWh/kg	120 kW	LH ₂

Standard station name	Station configuration			
	Low pressure storage	Compression	High/medium pressure storage	Dispenser
IC 90/30-S	1 × 50 m ³ , 50 bar (≈200 kg)	Ionic Compressor	24 × 1,000 bar cylinders	Single 700
Twin IC 90/60-L	1 × 115 m ³ , 50 bar (≈470 kg)	Ionic Compressor	24 × 1,000 bar cylinders + 3 × 500 bar tubes	Dual 700/700
IC 50/30-S	2 × 70 m ³ , 50 bar (≈580 kg)	Ionic Compressor	9 × 500 bar tubes	Single 350
Twin IC 50/60-L	3 × 115 m ³ , 50 bar (≈1,410 kg)	Ionic Compressor	18 × 500 bar tubes	Dual 350/350
IC P/140-XL	8 × 115 m ³ , 50 bar (≈3,760 kg)	Ionic Compressor	30 × 500 bar tubes	Dual 350/350

Otro fabricante de sistemas para estaciones de carga de hidrógeno es NEL (Noruega), que cuenta con módulos de 500 kg H₂/día para vehículos livianos y de 1.500 kg/día para buses y camiones. Los módulos incluyen el sistema de compresión, de enfriamiento y de control. En su presentación del primer trimestre del año 2022 informó una venta de 2 módulos para vehículos pesados en un monto que está sobre 3 Meuros.⁸⁷ Por sobre el valor del módulo, se debe considerar el costo del almacenamiento, los dispensadores y las edificaciones.

La publicación H₂ refueling station cost model applied to five real cases studies for fuel cell buses⁸⁸ reporta para una estación de 400 kg/día para vehículos pesados un Capex aproximado de 1.035 euros/kg de hidrógeno. Considerando tasa de cambio de 1,05 USD/Euro (Junio 2022) y factor de localización resulta en 1.195 USD/kg, aproximadamente 1,2 MUSD/Ton de hidrógeno.

Así, una estación de carga de 4 ton/día tiene un Capex de 4,8 MUSD, y una estación de carga de 2,0 ton/día tiene un Capex de 2,4 MUSD.

86 Tomorrow's fuel today – Linde H₂ refueling technologies – página web linde.com

87 Nel Q1 Investor presentation 11 May 2022

88 Hydrogen refueling station cost model applied to five real case studies for fuel cell buses. E3S Web of Conferences 312, 07010 (2021).

