



CENTRO DE ENERGÍA  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y  
MATEMÁTICAS

UNIVERSIDAD DE CHILE

Dirección: Plaza Ercilla 847, Santiago

Contacto: Myriam Reyes

Email: [contacto@centroenergia.cl](mailto:contacto@centroenergia.cl)

Fono: +56 2 9784203

# Apoyo a la elaboración de escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero para el anteproyecto de contribución determinada a nivel nacional

Informe final (versión corregida)

Enero 2025



**Informe preparado para:**  
Ministerio del Medio Ambiente



**Estudio desarrollado por:**  
Centro de Energía  
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas  
Universidad de Chile

**Equipo de trabajo:**  
Carlos Benavides (\*), Bárbara Cárdenas,  
Manuel Díaz, Sebastián Gwinner, Nicolás  
Huneus, Cecilia Ibarra, Ignacio Leiva, Eduardo  
Moya, Hassam Mussa, Bárbara Neira, Raúl  
O’Ryan, Mauricio Osses, Vicente Sepúlveda,  
Dasla Pando

(\*) Coordinación general

**Enero 2025, Santiago, Chile**

## Contenido

1	Introducción .....	6
1.1	Objetivos .....	6
1.1.1	Objetivo general.....	6
1.1.2	Objetivos específicos.....	7
2	Metodología general .....	8
2.1	Definición de escenarios de proyección de emisiones .....	8
2.2	Factores de emisión de GEI y PCG.....	10
2.3	Modelos de proyección.....	11
2.4	Contabilidad de reducción de emisiones de medidas de mitigación.....	12
2.4.1	Sinergia o interacciones entre medidas y asignación emisiones de electricidad. ....	12
2.4.2	Vínculo entre las medidas de los sectores que demandan energía y el sector generación eléctrica.....	13
2.4.3	Reducción de emisiones del sector generación eléctrica .....	13
2.4.4	Vínculo entre las medidas que tienen impacto sobre una misma fuente de emisión	15
2.5	Drivers .....	16
2.6	Análisis de sensibilidad.....	17
3	Medidas de mitigación .....	19
3.1	Resumen de medidas .....	19
4	Vínculo con otros sectores.....	24
5	Resultados .....	26
5.1	Supuestos de drivers .....	26
5.1.1	PIB.....	26
5.1.2	Producciones industriales .....	26
5.1.3	Población y viviendas .....	27
5.2	Proyección de emisiones de GEI a nivel nacional por escenario .....	29
5.3	Medidas evaluadas.....	32
5.4	Resultados sectoriales.....	37
5.4.1	Transporte .....	37
5.4.2	Industria .....	47
5.4.3	Minería .....	49

5.4.4	Comercio y público .....	52
5.4.5	Residencial.....	53
5.4.6	Generación eléctrica .....	57
5.5	Medidas de mitigación .....	64
5.5.1	Resumen de resultados .....	64
5.5.2	Medidas agrupadas .....	67
5.5.3	Análisis de sinergias.....	69
6	Análisis de sensibilidad.....	71
6.1	Sensibilidad del crecimiento del PIB .....	71
6.2	Sensibilidad producción de cobre .....	72
6.3	Sensibilidad por cierre siderúrgica Huachipato .....	74
6.4	Resultados a nivel nacional .....	76
7	Análisis de costos .....	77
7.1	Supuestos generales.....	77
7.2	Análisis sectoriales .....	80
7.2.1	Sector residencial .....	80
7.2.2	Sector comercial.....	84
7.2.3	Sector minería del cobre .....	86
7.2.4	Sector industria y minería (no cobre).....	89
7.2.5	Sector transporte .....	93
7.2.6	Generación eléctrica .....	96
8	Externalidades.....	98
8.1	Metodología y alcance .....	98
8.1.1	Metodología general para evaluar co-beneficios o externalidades en salud .....	99
8.1.2	Metodología específica para estimar delta de emisiones.....	100
8.1.3	Metodología específica para el cálculo del delta concentraciones para MP <sub>2,5</sub> primario y secundario .....	104
8.1.4	Metodología específica para el cálculo del delta efectos en salud.....	105
8.1.5	Metodología específica para la valoración de efectos en salud .....	107
8.2	Resultados: Emisiones de MP <sub>2,5</sub> , NO <sub>x</sub> y carbono negro por escenario .....	107
8.3	Resultados 2020-2030: Externalidades en salud para escenarios analizados .....	112
8.3.1	Diferencial de emisiones .....	112

8.3.2	Reducción en efectos físicos .....	113
8.3.3	Externalidades en salud valoradas periodo 2020-2030. ....	115
8.4	Resultados 2031-2050: Externalidades en salud para escenarios analizados .....	117
8.4.1	Diferencial de emisiones. ....	117
8.4.2	Reducción en efectos físicos .....	118
8.4.3	Externalidades en salud valoradas periodo 2031-2050. ....	119
8.5	Externalidades en salud valoradas para el periodo 2020-2050. ....	121
9	Análisis de costos totales con externalidades.....	123
10	Participación y visión de incumbentes.....	130
10.1	Metodología .....	130
10.2	Taller 1.....	132
10.3	Taller 2.....	133
11	Participación de sectores de la sociedad u organizaciones .....	135
12	Conclusiones.....	137
13	Bibliografía .....	138
14	Anexo.....	140
14.1	Medidas de mitigación (anexo digital) .....	140
14.2	Drivers .....	143
14.2.1	Actualización del sector cobre .....	143
14.2.2	Proyección del sector cobre .....	144
14.2.3	Actualización otros sectores productivos .....	146
14.2.4	Proyección otros sectores productivos .....	148
14.3	Modelo PMR.....	152
14.3.1	Descripción general del modelo.....	152
14.3.2	Restricciones específicas del modelo industria, minería y otros sectores.....	156
14.3.3	Restricciones específicas del modelo generación eléctrica .....	161
14.4	Factores de emisión de gases de efecto invernadero.....	166
14.5	Referencias bibliográficas para factores de emisión fuentes fijas (no transporte) para MP2,5, Carbono Negro y NOx .....	171
14.6	Factores de emisión para el sector residencial, uso final leña y energético biomasa ....	171
14.7	Factores de emisión y flota original (anexo digital) .....	173
14.8	Factores y emisiones provinciales transporte (anexo digital).....	173

---

14.9	Supuestos valorización de externalidades .....	174
14.9.1	Factor Emisión-Concentración (FEC) [ $\mu\text{g MP}_{2.5} / \text{m}^3$ ] .....	174
14.9.2	Tasa de Incidencia [casos / 100.000 habitantes] .....	175
14.9.3	Coefficiente de Riesgo Unitario [ $(\mu\text{g} / \text{m}^3)^{-1}$ ] .....	176
14.9.4	Población [habitantes] .....	176
14.9.5	Valoración Unitaria [UF / caso] .....	176
14.10	Valorización de externalidades a nivel provincial y por escenario (Anexo digital) .....	178
14.11	Valorización de externalidades a nivel provincial y por medida (Anexo digital) .....	178
14.12	Ficha costos (anexo digital) .....	179

## 1 Introducción

De acuerdo con los Common time frames del Acuerdo de París, Chile deberá presentar durante el año 2025 una actualización de su compromiso internacional de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (o NDC por sus siglas en inglés) a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), considerando al menos sostener el nivel de ambición presentado en su anterior NDC y establecer nuevos compromisos para un periodo de 10 años. En línea con los compromisos internacionales, el Ministerio del Medio Ambiente planifica entregar la actualización 2025 de su compromiso NDC en junio de dicho año, considerando que posteriormente se debe elaborar la actualización abreviada de la estrategia climática de largo plazo.

El procedimiento de elaboración de la NDC, definido por el Decreto N°16/2023, del Ministerio del Medio Ambiente y los plazos procedimentales que este define, establece que se deberá disponer del anteproyecto de la NDC antes del año 2024, para posteriormente ser sometido a una etapa de consulta ciudadana.

Para este proceso de actualización se deberán elaborar escenarios prospectivos de emisiones de gases de efecto invernadero que se alineen con los actuales compromisos internacionales y que permitan definir la política climática en el horizonte de la actualización de la NDC. El horizonte de evaluación es de 10 años por lo que se deberán realizar proyecciones de emisiones hasta el año 2035, de acuerdo con los Common time frames del Acuerdo de París.

Con el propósito de cumplir con estas necesidades, es que se busca abordar la elaboración de escenarios del sector energía y sus subsectores. En este contexto, este documento corresponde al informe final para apoyar la elaboración de escenarios prospectivos del sector Energía elaborado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile. Este documento aborda los objetivos específicos de la letra a) a la n) que se describen a continuación.

### 1.1 Objetivos

A continuación, se enumeran los objetivos generales y específicos del presente estudio, según se desprende de las bases técnicas de la postulación.

#### 1.1.1 Objetivo general

El objetivo general de este proyecto es elaborar escenarios de emisiones del sector energía, con año de referencia 2023, y toda su información adyacente para apoyar la actualización de la NDC 2025.

### 1.1.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos son los siguientes:

- a) Incorporar como insumo del análisis la participación y visión de incumbentes de las proyecciones de emisiones, sus instrumentos de cambio climático y las medidas de mitigación.
- b) Describir y realizar una revisión metodológica de todas las etapas de evaluación, análisis y reporte de escenarios prospectivos de emisiones.
- c) Identificar e integrar a la modelación vínculos con otros sectores emisores/sumideros, e identificar impactos hacia otros sectores emisores/sumideros.
- d) Identificar sectores de la sociedad u organizaciones que puedan ser relevantes para identificar nuevas opciones de mitigación e implementar reuniones o talleres con ellos.
- e) Elaborar, a partir de una definición metodológica ad-hoc a los instrumentos climáticos, una línea base detallada del comportamiento de las emisiones de cada sector y de cada una de las medidas de mitigación.
- f) Elaboración de escenarios prospectivos de emisiones con año de referencia 2023 y sobre la base de los antecedentes y las expectativas recopiladas.
- g) Elaborar un análisis de sensibilidad en relación a un número acotado de variables claves.
- h) Caracterización completa de cada medida de mitigación, considerando los lineamientos de las guías del Ministerio del Medio ambiente u otras definiciones de la contraparte.
- i) Desarrollar los análisis de costos de cada medida de mitigación individualizando al menos costos y beneficios públicos y privados, anualmente, y desarrollando los indicadores correspondientes.
- j) Para cada medida de mitigación individualizar externalidades y cuantificar los impactos sociales y costos derivados del impacto en la calidad del aire por emisiones locales.
- k) Establecer y ejecutar procesos de control de calidad de los análisis y resultados descritos en las letras e) a la j) de los objetivos específicos.
- l) Desarrollar librería completa, transparente y exhaustiva de información de entrada y salida del modelo prospectivo de emisiones y sus análisis.
- m) Elaborar un documento de resumen para tomadores de decisión de acuerdo con los requerimientos de la contraparte.
- n) Establecer un periodo de garantía para revisar, solicitar información, ajustar o corregir algún análisis que pueda sugerir alguna duda respecto de sus resultados, o corregir alguna definición de parámetros o variables de la modelación.



## 2 Metodología general

Esta actividad tiene como objetivo describir y realizar una revisión metodológica de todas las etapas de evaluación, análisis y reporte de escenarios prospectivos de emisiones. Los aspectos metodológicos que serán analizados son los siguientes:

- Definición de escenarios
- Vinculación metodológica con la política de presupuestos sectoriales de mitigación.
- Mitigación por medidas de demanda energética.
- Mitigación por medidas de oferta energética.
- Asignación emisiones de electricidad.
- Sinergia o interacciones entre medidas (positivas y negativas)
- Revisión de categorizaciones o agrupaciones actuales y potenciales de medidas respecto de fuentes de emisión y/o a planes de mitigación.
- Información de drivers, parámetros generales, potenciales de calentamiento global (PCG) y factores de emisión considerados.

### 2.1 Definición de escenarios de proyección de emisiones

La Figura 1 representa los escenarios de proyección de emisión que fueron evaluados. Los escenarios fueron analizados y discutidos en conjunto con la contraparte técnica.

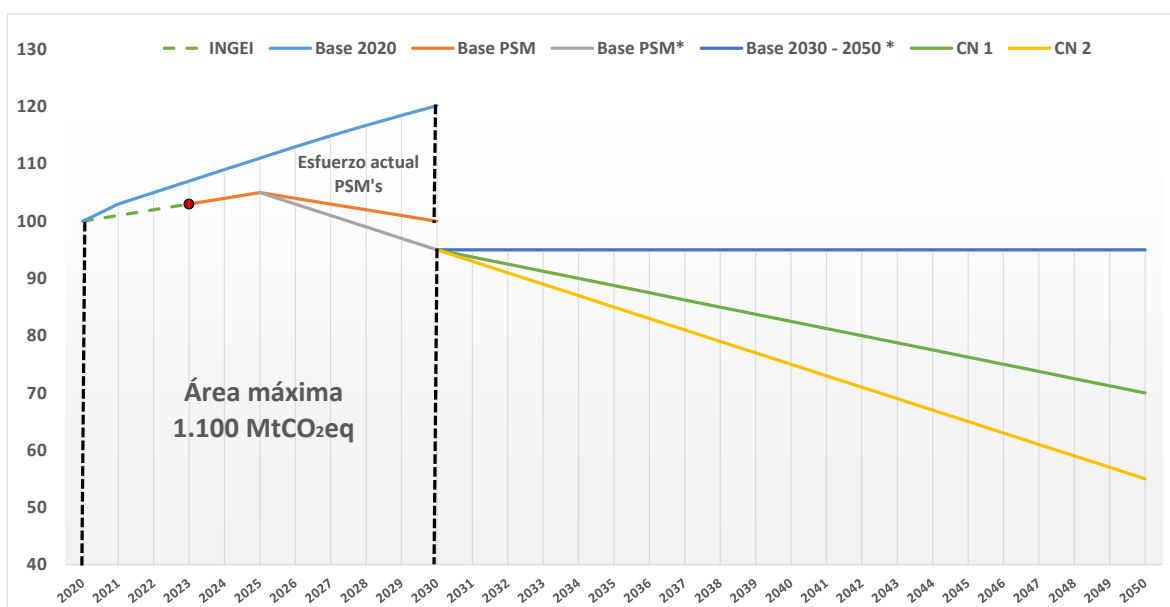


Figura 1: Escenarios de proyección de emisión de emisiones

**Base 2020-2030:** Este escenario estima y proyecta las emisiones de GEI para el periodo 2020-2030. En general, este escenario supone que las medidas de mitigación no se implementan o se implementan con un nivel menos ambicioso, por tal motivo es el escenario de mayores emisiones. Los supuestos de implementación de las medidas para este escenario se obtienen del caso base o de referencia evaluados en los Planes Sectoriales de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático (PSM) que están elaborando los distintos ministerios.

**Base PSM:** Al igual que el caso anterior, este escenario estima y proyecta las emisiones de GEI para el periodo 2020-2030. Sin embargo, a diferencia del caso anterior, este escenario considera la implementación de las medidas de mitigación evaluadas en los PSM en sus niveles más ambiciosos. Para el periodo 2020-2022 se reportan las emisiones del último INGEI y para el año 2023 se realiza una estimación considerando la mejor información disponible y proyecciones de los modelos. La descripción de las medidas evaluadas se detalla en la Sección 3 y en las fichas descritas en el Anexo 14.1.

De esta forma, la metodología es coherente con las políticas de presupuestos de mitigación abordadas en los planes sectoriales que desarrollan los ministerios. La evaluación considera las medidas de mitigación de los sectores de oferta de energía (generación eléctrica) y de los sectores demandante de energía (industria, minería, transporte, comercio, residencial y sector público). En términos generales, se representan todos los sectores evaluados en el Balance Nacional de Energía.

El NDC vigente propuso tener un nivel de emisiones menor a 95 millón tCO<sub>2e</sub> en el 2030 y tener un presupuesto de emisiones 1.100 millón tCO<sub>2e</sub>. De acuerdo a los resultados evaluados en este estudio (ver Sección 5), se estima que con las medidas evaluadas en los PSM no cumpla con la meta del NDC actualmente. Por tal motivo, evalúa un nuevo escenario que cumpla con las metas del NDC vigente llamado Base PSM\* (o PSM2).

**Base PSM\*:** Este escenario se construye a partir del escenario anterior, pero se ajustan los niveles de implementación de las medidas de mitigación de los PSM o se agregan nuevas medidas de mitigación, de tal forma de cumplir con las metas del NDC actualmente vigente.

**Base 2030-2050:** Este escenario proyecta las emisiones para el periodo 2030-2050. Este escenario mantiene el sufijo “Base” ya que a partir del año 2030 no plantea esfuerzos por sobre los propios “espontáneos” del mercado (Por ejemplo, trayectoria natural de ingreso de vehículos eléctricos, o electrificación de calefacción u otros artefactos). Viene a ser un escenario de referencia para la evaluación de los escenarios de carbono neutralidad a partir de 2030. Este escenario supone que, si en el futuro se realizase una proyección a partir del año 2030, el nivel de emisiones del año 2030 será el que se obtienen del escenario Base PSM\*, es decir, aquel escenario que cumple con las metas del NDC vigente a la fecha.

**Carbono neutralidad 1 (CN1):** Este escenario proyecta las emisiones para el periodo 2030-2050. Este escenario cumple con la meta de carbono neutralidad 2050. Las trayectorias o niveles de implementación de las medidas se construyen en base a la información

entregada por los PSM posterior al 2030, con documentación de otras estrategias, comisiones y otras fuentes de información relevantes. Además, se considerará la información de los talleres y otros procesos de participación. A partir de eso y la información de emisiones y absorciones de los otros sectores se construirán las trayectorias de las medidas que permitan al escenario cumplir con la meta de carbono neutralidad.

**Carbono neutralidad 2 (CN2):** Este escenario proyecta las emisiones para el periodo 2030-2050. Este escenario también cumple con la meta de carbono neutralidad al 2050. Este escenario agrega transiciones más agresivas en medidas, tecnologías o usos particulares, por tanto, se alcanza a un nivel de emisiones más bajo que el escenario CN1. Por ejemplo, se analizará las metas y restricciones propuestas en el reporte Global Stocktake. Estos ajustes se evaluarán con la contraparte.

Los tres escenarios Base 2030-2050, CN1 y CN2, parten del mismo nivel de emisiones que alcanza el escenario PSM\* en el año 2030.

## 2.2 Factores de emisión de GEI y PCG

El cálculo de emisiones de GEI de los sectores energía se realiza a partir de proyecciones de demanda de energía y los factores de emisión por energético utilizados en el último INGEI<sup>1</sup> (ver Anexo 14.4).

En el caso particular del sector generación eléctrica y del consumo asociado a las centrales a carbón, se utilizan los factores de emisión para el CO<sub>2</sub> y poder calorífico que dependen del país de origen de este energético, siguiendo las directrices del último INGEI. Para las proyecciones de emisiones, se supuso que la participación del país de origen del carbón se mantenía constante con respecto a los datos del año 2022.

Para el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente, se utilizarán los PCG reportados en el último inventario basados en el reporte AR5 del IPCC, los cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1: PCG que serán utilizados. Fuente: INGEI actualizado.

GEI	PCG
CO2	1
CH4	28
N2O	265

<sup>1</sup> El INGEI actualizado incluye el cálculo del inventario hasta el año 2022. El equipo consultor ya cuenta con esta información.

## 2.3 Modelos de proyección

La proyección de los escenarios de mitigación del sector Energía serán realizadas con el modelo PMR<sup>2</sup>. Este modelo es una herramienta de simulación y análisis para evaluar el impacto de distintos escenarios de mitigación de cambio climático desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile. Algunas características del modelo se describen a continuación:

- Modelo matemático basado en enfoque de optimización, tanto por el lado de la oferta como la demanda de energía.
- Modelo integrado de oferta y demanda. Se proyecta en forma integrada tanto la oferta como la demanda energía, considerando la integración de ambos sectores.
- Proyección de la demanda de energía para los sectores transporte, industria y minería, comercial, público y residencial. Se representan todos los sectores del Balance de Energía.
- Proyección de oferta de energía considerando distintas fuentes y tecnologías: centrales solares fotovoltaicas, CSP, eólica, sistemas de almacenamiento, hidroelectricidad, geotermia, carbón, gas natural, etc. El modelo representa todas las centrales en operación y nuevas centrales.
- Representación de restricciones de corto plazo del sector generación eléctrica, tales como mínimo técnicos, reserva y requerimientos de inercia sistémica.
- El modelo permite evaluar en forma simultánea las medidas que afectan al sector generación eléctrica y a los sectores CPR, industria y minería y sector transporte. De esta forma, se puede estimar la reducción de emisiones de los distintos escenarios descritos en la Sección 2.1.
- Se realizan proyecciones de todos los energéticos primarios y secundarios representados en el Balance Nacional de Energía: diésel, gasolina, kerosene, gas natural, gas licuado, carbón, electricidad, hidrógeno, etc. A partir de estas proyecciones y el uso de los factores de emisión se estiman las emisiones de GEI.
- Proyección de emisiones basada en las metodologías del INGEI. Se utilizarán los factores de emisión y PCG del último INGEI.
- Los parámetros del modelo son ajustados (“calibración”) considerando la información disponible del último Balance Nacional de Energía (año 2022) y la última información del INGEI.

Las principales salidas del modelo son:

---

<sup>2</sup> <https://modelopmr.cl/#/acercade>

- Proyección de oferta de generación eléctrica por central y tipo de tecnología.
- Proyección de demanda de energía para todos los sectores del Balance Nacional de Energía.
- Proyección de demanda de demanda eléctrica.
- Proyección de capacidad instalada.
- Proyección de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) desagregada por tipo de gas y CO<sub>2</sub> equivalente.
- Proyección de costos de inversión, operación y mantenimiento.

A continuación, se describen algunos ejemplos de instrumentos y medidas de mitigación que ha sido evaluadas en estudios previos con este modelo:

- Impuesto a las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Sistema de Permisos de Emisiones Transables.
- Sistema de Norma de Emisiones propuesto en Ley de Cambio Climático.
- Presupuesto de emisiones.
- Límite de emisiones sectoriales.
- Electromovilidad en vehículos particulares, taxis y transporte público.
- Hidrógeno en transporte y procesos industriales.
- Electrificación de sistemas de calefacción.
- Retiro de centrales a carbón y gas natural.
- Introducción de sistemas de almacenamiento.
- Eficiencia energética.
- Transporte no motorizado.
- Etc.

Los análisis realizados con el modelo PMR también serán complementados con los datos y resultados de otras herramientas o modelos en cuyos desarrollos también ha participado el equipo consultor: Modelo STEP 3.0, modelo de proyección de demanda PELP y modelo PLP.

Más detalles del modelo se incluye en el Anexo 14.3.

## **2.4 Contabilidad de reducción de emisiones de medidas de mitigación**

### **2.4.1 Sinergia o interacciones entre medidas y asignación emisiones de electricidad.**

El modelo utilizado permite evaluar el impacto combinado (en forma simultánea) de las distintas medidas de mitigación incluidos en los distintos escenarios evaluados. De esta

forma, se obtienen proyecciones de emisiones de los escenarios considerando la aplicación simultánea de las distintas medidas de mitigación, tanto de los sectores de oferta como de demanda de energía.

Adicionalmente, también serán evaluadas las medidas de mitigación en forma individual, por lo que se requiere tener en cuenta las sinergias entre las medidas y la asignación de las reducciones de emisiones asociadas a medidas que provocan una variación de la demanda eléctrica. Es importante destacar que los planes sectoriales realizan evaluaciones individuales de las medidas de mitigación, por lo que es útil contar con este nivel de detalle.

#### **2.4.2 Vínculo entre las medidas de los sectores que demandan energía y el sector generación eléctrica**

Para explicar el problema de las sinergias entre medidas de los sectores de demanda y oferta, supongamos que se quiere evaluar la reducción de emisiones de la medida de electromovilidad. Esta medida disminuye las emisiones del sector transporte, pero aumenta las emisiones del sector generación eléctrica. El incremento de emisiones del sector generación eléctrica debido a la medida de electromovilidad es distinto si, por ejemplo, se considera un escenario de 100% de energía renovables versus un escenario donde no se alcanza este porcentaje. Asimismo, por el lado de la demanda también podría haber otras medidas que se implementan en forma simultánea y que podrían variar la demanda eléctrica (calefacción eléctrica, eficiencia energética, etc.) y afectar la proyección del sector generación eléctrica.

Dicho lo anterior y generalizando la explicación, la mitigación de una medida en un escenario de análisis que incluye todas las medidas del sector generación eléctrica y de los sectores demandantes de energía (“caso 1”) es distinta de la mitigación en un escenario que sólo incluye dicha medida y el recálculo de la expansión de la matriz eléctrica sin considerar todas políticas de este sector (“caso 2”). En el “caso 2” la matriz eléctrica no “observa” el impacto en la demanda eléctrica de todas las medidas de mitigación, por lo tanto, requiere una expansión de la matriz distinta y dando como resultado factor de emisión de la red distinto del primer caso.

Para abordar esta problemática, se propone que las variaciones de emisiones indirectas debido a los impactos de las variaciones del consumo eléctrico se calculen considerando el factor de emisión de matriz de generación del escenario en que se implementan todas las medidas.

#### **2.4.3 Reducción de emisiones del sector generación eléctrica**

Las medidas de mitigación del sector generación eléctrica buscan reducir la participación de la generación termoeléctrica, principalmente a través de la introducción de energías

renovables, sistemas de almacenamiento, el retiro y la reconversión de centrales. La evaluación de estas medidas en los escenarios se realiza en conjunto con las medidas de los sectores demandantes, lo cual puede provocar una variación de la demanda eléctrica. En la siguiente figura supongamos que la trayectoria “Base” corresponde a las emisiones proyectadas del sector generación eléctrica. Debido a la implementación las medidas de mitigación de este sector supongamos que se logra el nivel de emisiones representada por la línea roja. La reducción de emisiones “ $\Delta$  Gen.” supone el mismo nivel de demanda de eléctrica de la trayectoria “Base”. Como hemos explicado anteriormente, la evaluación de las medidas de mitigación se realiza en forma simultánea con algunas medidas que podrían provocar variaciones de demanda eléctrica (electromovilidad, calefacción eléctrica, etc.). Estas medidas provocan una variación de emisiones “ $\Delta$  demanda”. La línea punteada representa las emisiones del sector generación eléctrica resultante de la aplicación de medidas de su sector e internalizando el efecto de la demanda eléctrica.

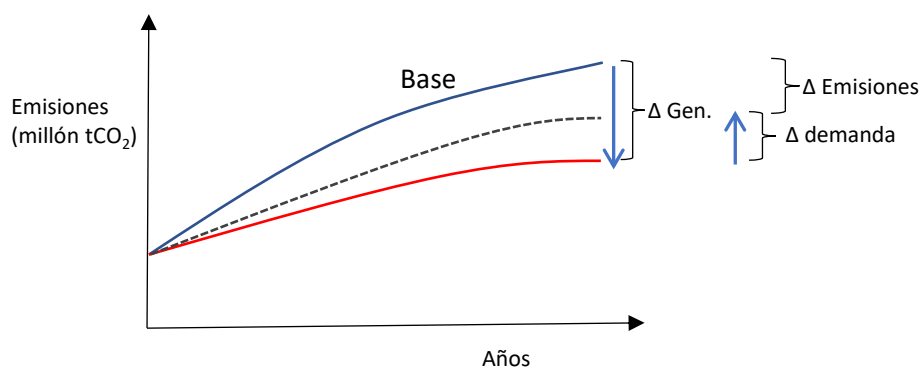


Figura 2: Evaluación de reducción de emisiones de medidas del sector generación eléctrica

Para estimar la reducción de emisiones de las medidas del sector generación eléctrica se evalúa primero el Escenario Base (Ejemplo, Base 2020-2030) y luego el escenario con medidas (Ejemplo, Base PSM o PSM\*). Se evalúan en forma simultánea todas las medidas (tanto de oferta como demanda), es decir, considerando el efecto del incremento o variación demanda eléctrica. Con esto se obtiene la reducción “ $\Delta$  Emisiones” del sector generación eléctrica. Para estimar el efecto de solo las medidas del sector generación, a este “ $\Delta$  Emisiones” se le suma la variación de emisiones “ $\Delta$  demanda”, obteniendo con esto “ $\Delta$  Gen.”. Como se explicó en la sección 2.4.2, la variación “ $\Delta$  demanda” se obtiene a multiplicando el factor de emisión de la red eléctrica por la variación de la generación eléctrica (o demanda eléctrica).

#### 2.4.4 Vínculo entre las medidas que tienen impacto sobre una misma fuente de emisión

En el caso de las medidas de mitigación que tengan impactos sobre una misma fuente de emisión, la suma de sus mitigaciones individuales es distinta de la suma de sus mitigaciones en conjunto. En estos casos las medidas deberán ser evaluadas individualmente y también actuando simultáneamente. Idealmente, la suma de los esfuerzos de mitigación individuales debe ser igual al total de emisiones mitigadas en el escenario de análisis.

$$\text{Mitigación escenario} = \sum_m \text{Mitigación}_m \quad (1)$$

Donde  $m$  son cada una de las medidas de mitigación evaluadas en el escenario.

Supongamos que es posible evaluar todas las medidas en forma simultánea incluidas las que aplican sobre una misma fuente de emisión y aquellas que afectan también al sector generación eléctrica (energías renovables, electromovilidad, eficiencia energética, etc.). A partir de esta evaluación se obtiene la reducción de emisiones totales del escenario del NDC. Por otra parte, se tiene la estimación de la reducción individual de las medidas  $m_i$ , se debería garantizar lo siguiente

$$\sum_i m_i \times f_i = \text{Reducción total}$$

Donde  $f_i$  es un factor de corrección que debería garantizar la suma de las reducciones individuales que fue asignada a cada medida sume la reducción total del escenario. Se espera que la suma de las mitigaciones individuales debería ser igual a la mitigación total del escenario, como se expone en la siguiente figura. Como se ha explicado anteriormente, el modelo PMR permite realizar la evaluación agregada de todas las medidas.



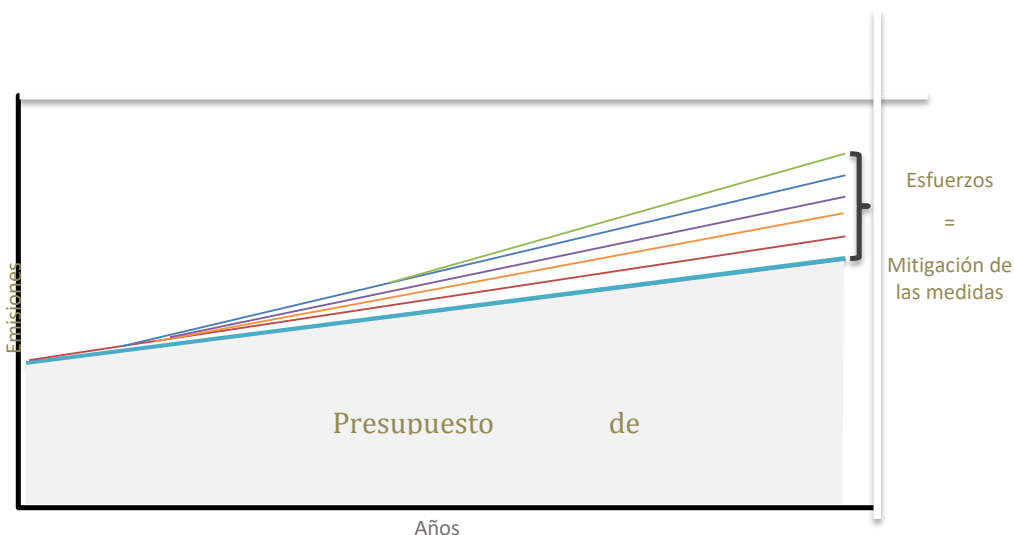


Figura 3: Ejemplo reducción de emisiones individuales y su efecto agregado.

## 2.5 Drivers

Las proyecciones de drivers consideran las últimas proyecciones realizadas por el Ministerio de Hacienda, las últimas proyecciones de población de INE, las proyecciones actualizadas de producción de cobre de Cochilco, etc. En el caso de las proyecciones del sector industrial, se utilizarán como dato de entrada la producción actual (en unidades físicas) de cada subsector económico (por ejemplo, toneladas de acero producidas en Chile el año 2022 o 2023) y las proyecciones de largo plazo para el horizonte de evaluación. A continuación se describen los principales supuestos.

- PIB, PIB regional: Se considera la proyección de tasa de crecimiento entregada por el Min. De Hacienda.
- Población: Se considera la última proyección realizada por el INE.
- Número de viviendas: Se proyecta el número de viviendas a partir de las proyecciones de población y supuestos de tasa de ocupación.
- Producciones industriales: Respecto a las producciones industriales, se dispone de información actualizada al año 2023 de los sectores Celulosa, Azúcar, Pesca, Siderurgia, Petroquímica (Metanol), Salitre, Minas Varias, Cemento y Cobre.

En la figura siguiente se presentan la serie de producciones (en miles de toneladas) entre el año 2010 y 2023. En el Anexo 14.2 se describen los principales supuestos.

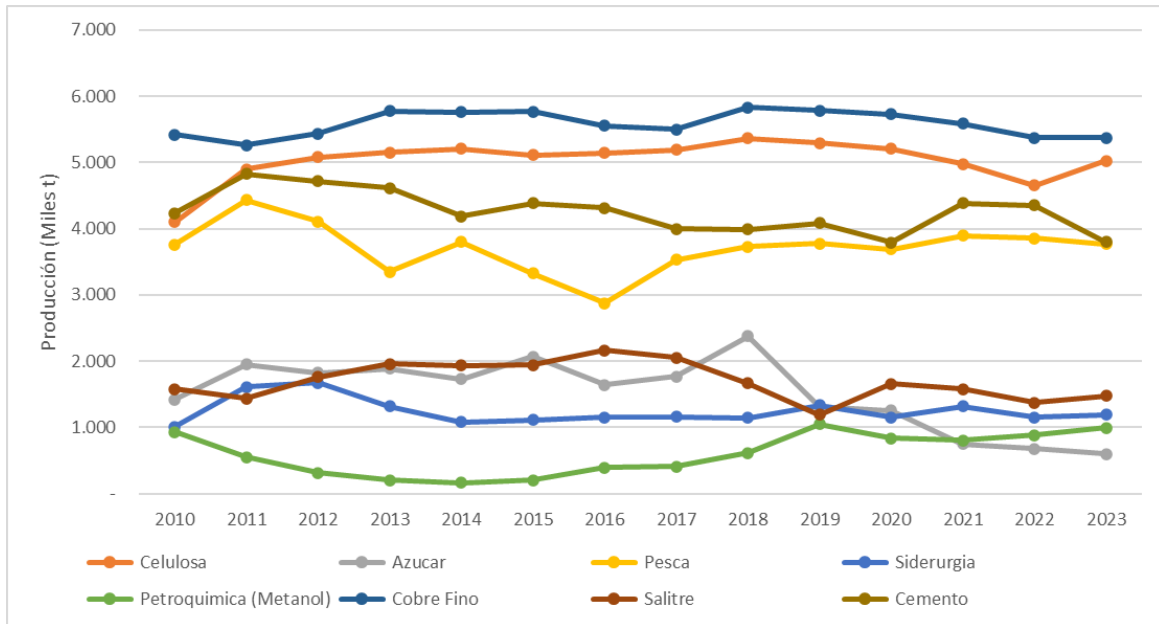


Figura 4: Trayectoria de producciones de principales sectores de industria y minería (2010 - 2023)

## 2.6 Análisis de sensibilidad

El equipo consultor utilizará una aproximación de la metodología *Robust Decision Making* (RDM) desarrollada en el estudio previo “Opciones para lograr la carbono-neutralidad en Chile: una evaluación bajo incertidumbre” para el BID y el MMA. Esta metodología tiene como objetivo realizar recomendaciones para garantizar el cumplimiento del NDC ante condiciones de incertidumbre. Los resultados de estudio anterior mostraban que la implementación de las medidas de mitigación propuestas en el NDC previo no garantizaban el cumplimiento este compromiso bajo múltiples posibles escenarios futuros. Considerando lo anterior, el análisis de incertidumbre se aplicará a los escenarios descritos en la Sección 2.1

El equipo analizará múltiples posibles futuros de manera de proyectar distintos escenarios de proyección de emisiones tomando en cuenta las siguientes variables.

- Trayectorias alternativas del PIB.
- Trayectorias alternativas de proyecciones de producción industrial (cobre, acero, cemento, etc.).
- Sensibilidades con respecto a parámetros claves como intensidad de procesos, leyes de minerales, condiciones hidrológicas, etc.

- La sustitución o respuesta a un comportamiento negativo o de bajo impacto de alguna medida de mitigación. Se analizarán distintos niveles de implementación de las medidas de manera de reflejar potenciales atrasos (o adelantos) en la implementación estas medidas.
- Necesidades de mitigación para la carbono neutralidad 2050, en relación al criterio para contabilidad el impacto de las absorciones. Por ejemplo, se supondrán distintos escenarios de captura para estimar las emisiones netas.

### 3 Medidas de mitigación

De acuerdo con la metodología propuesta, la proyección de los escenarios PSM y PSM\* se realizará considerando las medidas evaluadas en los planes sectoriales. Para los escenarios CN1 y CN2 se consideran estas y otras medidas adicionales que permitan alcanzar la carbono neutralidad hacia el 2050.

#### 3.1 Resumen de medidas

La siguiente tabla muestra un resumen de las medidas de mitigación identificadas de los distintos planes sectoriales del Ministerio de Vivienda y Urbanismo (PSM MINVU), Ministerio de Energía (PSM Min. Energía), Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones (PSM MTT), Ministerio de Minería (PSM Min. Minería) y Ministerio de Obras Públicas (PSM MOP). Las letras "L" y "C" hacen alusión si el ministerio correspondiente tiene el rol de "líder" o "coadyuvante" en la implementación de la medida.

La columna NDC 2020 indica si la medida estaba considerada en la propuesta del NDC del 2020 (se marca con "X" si estaba incorporada en NDC). La columna "Otras fuentes" indica aquellas medidas evaluadas por otras fuentes distintas a las anteriores.

En el Anexo 14.1 está la descripción de estas medidas y los supuestos de implementación que se utilizaron para realizar las proyecciones que se muestran en la Sección 5 de resultados.

Tabla 2: Medidas de mitigación identificadas en los planes sectoriales.

Sector	Medida/Acción	NDC 2020	PSM Min. Energía	PSM MINVU	PSM MTT	PSM Min. Minería	PSM MOP	Otras fuentes
Generación eléctrica	Retiro de centrales a carbón	X	L, M1.A – Descarbonización de la matriz eléctrica					
	Conversión de centrales termoeléctricas		L, M1.A – Descarbonización de la matriz eléctrica					
	Acciones regulatorias que mejoren la planificación de la transmisión y promuevan el desarrollo de las energías renovables y sistemas de almacenamiento.		L, M1.B-Desarrollo de infraestructura clave para la descarbonización					
	Matriz 100% renovable							X (Política Energética)
	Generación distribuida	X	L, M5.D Generación distribuida	C				
	Generación distribuida en viviendas vulnerables				L			
Residencial	Actualización de la Reglamentación Térmica	X (*)	C	L				
	Electrificación de cocción		L, M6.E Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales					
	Energía solar (SST) en ACS	X	L, M5.C Fomento al uso de energía solar para agua caliente sanitaria (ACS)	C				
	Energía solar (SST) en ACS en viviendas vulnerables			L				
	Reacondicionamiento Térmico de Viviendas Existentes	X	C	L				
	Calificación Energética de Viviendas		L					
	Electrificación de ACS		L, M6.E Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales					
	Electrificación de calefacción	X	L, M6.E Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales					

Sector	Medida/Acción	NDC 2020	PSM Min. Energía	PSM MINVU	PSM MTT	PSM Min. Minería	PSM MOP	Otras fuentes
	Calefacción geotérmica, Bombas de calor, en Biobío, Temuco, Coyhaique y Valdivia	X	L					
	Medidas de etiquetado de artefactos		L					
	Aumento de consumo de biomasa con formas más eficientes		L					
	MEPS Refrigeradores		L					
	Uso de H2V en inyección a redes de Gas Natural		L, M3.E Uso de hidrógeno verde en inyección a redes de gas natural					
	Calefacción Distrital		L, M5.E Energía distrital					
	Actualización de la Reglamentación Térmica consumo energético neto 0			L				
Comercial	Electrificación Usos Motrices en Sector Otros	X						
	Electrificación de la calefacción en Malls	X						
Minería	Fomentar contratos de suministro de energía eléctrica 100% renovable (Medida indirecta Plan Minería)					L		
	Incentivar la gestión de huella de carbono de los proveedores de la industria minera (Medida indirecta Plan Minería)					L		
	Sistemas de Gestión de Energía - Grandes Consumidores		L			C		
	Electrificación usos térmicos en la industria - Minas Varias	X	L, 6.D Electrificación de usos térmicos en la industria			C		
	Electrificación usos térmicos (Fundición) - Minería del Cobre	X	L, 6.D Electrificación de usos térmicos en la industria			C		
	Hidrógeno en usos motrices - Minería del Cobre	X	L, M3.C Hidrógeno en usos motrices en la minería del cobre			C		
	Hidrógeno en usos motrices - Minas Varias y resto de la minería	X	L, M3.D Hidrógeno en usos motrices en el resto de la minería			C		
	Electrificación usos motrices - Minería del Cobre	X	L, M6.C Electrificación de usos motrices en la minería del cobre			C		

Sector	Medida/Acción	NDC 2020	PSM Min. Energía	PSM MINVU	PSM MTT	PSM Min. Minería	PSM MOP	Otras fuentes
	Electrificación usos motrices - Minas Varias	X	L, M6.D Electrificación de usos motrices en otros sectores de la minería			C		
	MEPS motores		L, M5.B Estándares mínimos de rendimiento energético (MEPS) motores			C		
	Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX	X	L, M2.B Uso de diésel renovable en distintos tipos de transporte (submedida)					
Industria	Electrificación usos térmicos en la industria	X	L					
	Introducción de ERNC en procesos térmicos - Industria	X	L					
	Hidrógeno en procesos térmicos en la Industria <sup>3</sup> .		L, M3.A Hidrógeno en procesos térmicos en la industria					
	Hidrógeno en usos motrices en la Industria	X	L, M3B. Hidrógeno en usos motrices en la industria					
	Electrificación usos motrices en la Industria	X	L					
	MEPS motores	X	L					
Transporte	Uso de SAF en la aviación nacional e internacional de Chile 2050.		C(*),M2.A Impulso al uso de combustibles con menor intensidad de emisiones en transporte aéreo					
	Uso de diésel renovable en transporte caminero de larga distancia		L, M2.B Uso de diésel renovable en distintos tipos de transporte					
	El uso de bioetanol en mezclas de gasolina.		L, M2.C Impulso al uso de combustibles sostenibles como el bioetanol, entre otros.					
	Impulsar la electromovilidad en el transporte privado.	X	L, M4.A Electromovilidad del transporte privado	C	C			
	Prohibición de venta de vehículos convencionales - livianos							Medidas en evaluación del

<sup>3</sup> La medida contempla su utilización como combustible dual en equipos estacionarios en la industria

Sector	Medida/Acción	NDC 2020	PSM Min. Energía	PSM MINVU	PSM MTT	PSM Min. Minería	PSM MOP	Otras fuentes
	Transformación de vehículos convencionales a VE - livianos							sector energía que no aparecen en Anteproyecto del PSM.
	Prohibición de venta de vehículos convencionales - medianos							
	Uso de diésel renovable en transporte caminero de larga distancia							
	Incorporación de taxis y taxis colectivos de tecnología limpia en las flotas de transporte público de las ciudades.	X	C, M4.B Electromovilidad en transporte público urbano menor (Taxis)	C	L			
	Electromovilidad – Transporte público regiones	X			L			
	Electromovilidad – Transporte público Región Metropolitana	X			L			
	Traspaso modal a trenes.				L			
	Traspaso modal a metro.				L			
	Traspaso modal a bicicletas	X	C	C	L			
	Estándar de rendimiento energético – vehículos livianos.		L					
	Establecimiento de estándares de rendimiento energético para vehículos pesados nuevos que ingresen al mercado nacional.		L, M4.C Estándar de rendimiento energético para vehículos pesados					
	Establece rendimientos energéticos mínimos promedios para los vehículos nuevos que ingresan al mercado exigidos a importadores o representantes de marcas en este segmento.		L, M4.D Estándar de rendimiento energético – vehículos medianos					
	Estándar de ventas ZEV en vehículos pesados - Tractocamiones							Medida en evaluación sector energía que no aparece en Anteproyecto.



## 4 Vínculo con otros sectores

Esta actividad tiene como objetivo identificar e integrar a la modelación vínculos con otros sectores emisores/sumideros, e identificar impactos hacia otros sectores emisores/sumideros. En una primera etapa la integración con los sectores no energéticos (sectores fuera del alcance de este proyecto) considerando los tres niveles que se describen a continuación:

### Proyección de emisiones

Considerando que las metas propuestas en la NDC se hacen a nivel nacional, el equipo consultor tomará como dato de entrada las proyecciones de emisiones de los sectores no energéticos (agricultura, forestal, procesos industriales, residuos), de manera de proyectar trayectorias de emisiones totales y netas a nivel nacional. De esta forma, se podría analizar si las medidas a considerar permiten cumplir con la NDC vigente y aumentar la ambición potencial de la nueva NDC en el contexto de este proyecto.

### Supuestos de driver y parámetros de modelación

Se buscará la coherencia entre parámetros y supuestos de modelación entre los modelos energéticos y los no energéticos. Todos los modelos energéticos y no energéticos deberían recibir como dato de entrada las mismas variables macroeconómicas y sociales que se describen a continuación: Tasa de crecimiento de la población; tasa de crecimiento del PIB; criterios para proyectar el PIB regional; tasa de crecimiento de los precios de los combustibles; proyecciones de tipo de cambio; otras variables a convenir con la contraparte técnica.

### Interrelación con sector forestal

El equipo consultor analizará la coherencia e interrelación entre los distintos sectores energéticos y no energéticos. En el caso particular del sector forestal, se tendrá en cuenta lo siguiente<sup>4</sup>:

- Las proyecciones de consumo de leña del sector forestal deberán ser coherente con los supuestos de uso de leña del sector residencial.
- La demanda de leña del sector residencial no debe superar el potencial máximo de leña disponible estimado por equipo de INFOR.

---

<sup>4</sup> Resultado de la reunión con equipo que está modelando el sector forestal (INFOR).

- La proyección de nuevas plantas de biomasa será coherente con los supuestos de poda para uso dendroenergético del sector forestal. Se asume que no habrá nuevas plantas de celulosa en el país, salvo la entrada del proyecto MAPA.
- Las proyecciones de consumo de otros energéticos del sector forestal, como pellets, deberá ser coherentes con los supuestos de su uso en el sector residencial.
- Las proyecciones de riesgo de incendios forestales que afectan el balance del sector UCUTS y las emisiones absolutas y netas a nivel nacional.

### **Interrelación con otros sectores no energéticos**

También se mantendrá la coherencia con los supuestos de modelación de los otros sectores no energéticos. Por ejemplo, la proyección de nuevas plantas de generación eléctrica a partir de biogás capturados en rellenos sanitarios del sector residuos serán coherentes con los supuestos evaluados en el sector residuos o sector agropecuario (por ejemplo, a partir de desechos de estiércol de ganado).

Las proyecciones de cemento y Clinker para calcular las emisiones del sector IPPU deberán ser coherentes con las proyecciones del sector industria incluido en el sector energético.

Se verificará la coherencia entre las proyecciones de los planes de transporte con los planes de energía, en particular los escenarios de cambio hacia la electromovilidad y cambios modales.

Otros aspectos también podrán ser incorporados durante el desarrollo del proyecto.

## 5 Resultados

### 5.1 Supuestos de drivers

#### 5.1.1 PIB

La siguiente figura muestra la tasa de crecimiento de PIB considerada en la evaluación de los escenarios. Los resultados presentados en la sección 5.2 y 5.3 se realizaron con la proyección “Media” del PIB. En la sección 6 se realiza un análisis de sensibilidad considerando la proyección del PIB dada por la “Banda inferior” y “Banda superior”.

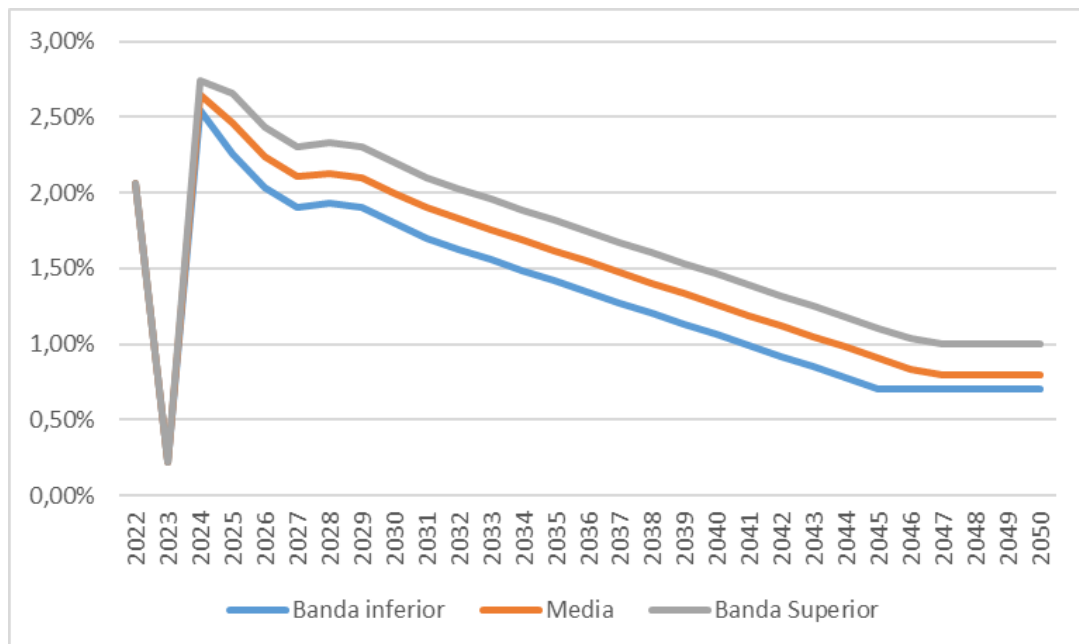


Figura 5: Proyección del PIB. Fuente: Ministerio de Hacienda y Ministerio del Medio Ambiente.

#### 5.1.2 Producciones industriales

La siguiente figura muestra las proyecciones de las producciones industriales utilizadas para realizar la estimación de emisiones presentadas en la sección 5.2 y 5.3.

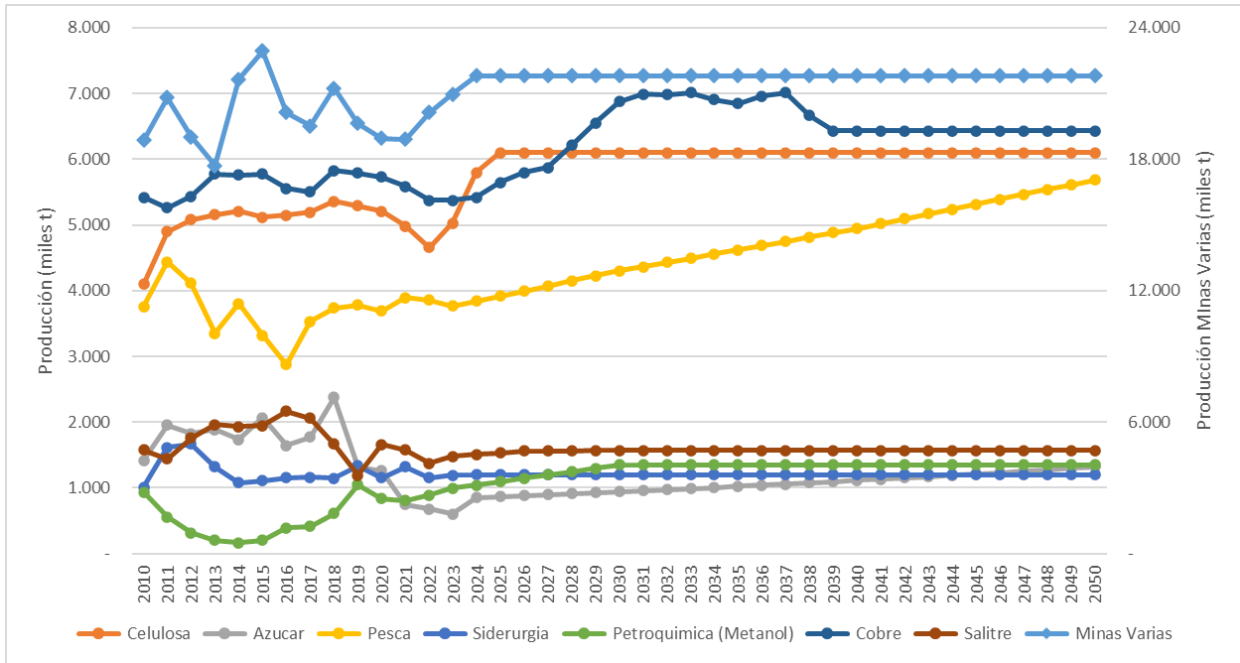


Figura 6: Trayectoria proyección de producciones de principales sectores de industria y minería (2010 - 2050). Fuente: Elaboración propia a partir de distintas fuentes descritas en Sección 2.5.

### 5.1.3 Población y viviendas

La siguiente figura muestra las proyecciones de población y viviendas.

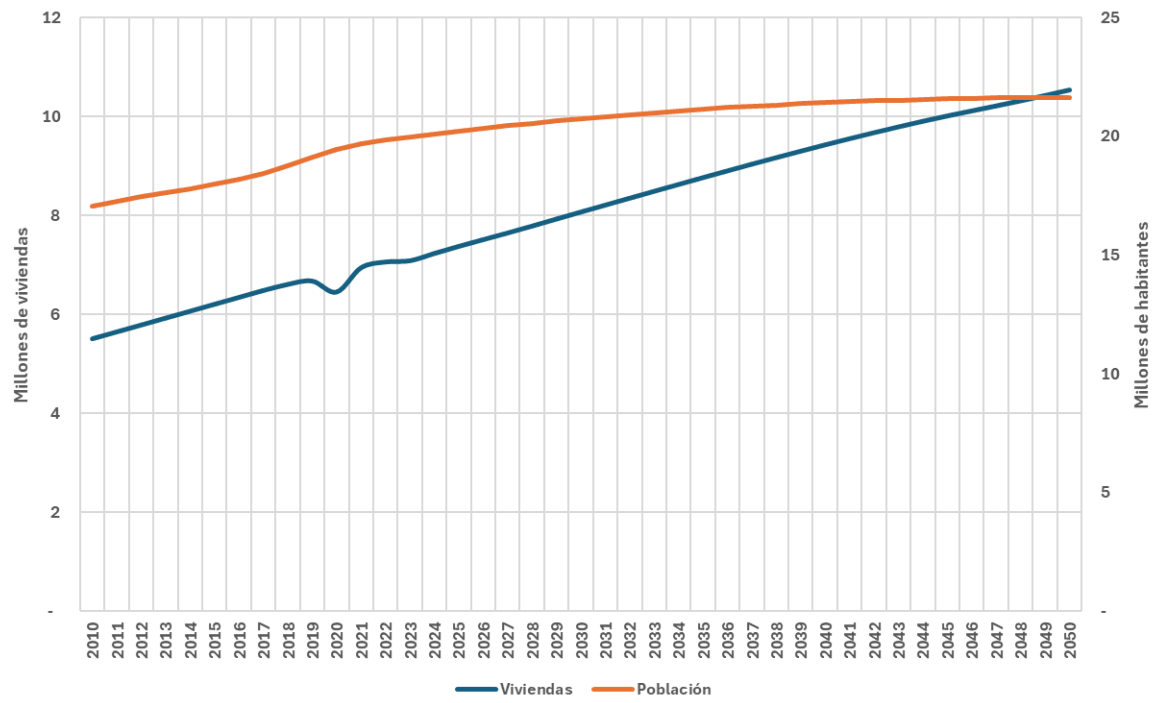


Figura 7: Proyección del número de viviendas a nivel nacional.

## 5.2 Proyección de emisiones de GEI a nivel nacional por escenario

La siguiente figura muestra los resultados de proyección de emisiones de GEI para los distintos escenarios evaluados. La línea punteada representa los datos del INGEI para el periodo 2020-2022. Para el periodo 2020-2030, la línea negra representa la proyección de emisiones del escenario **Base 2020-2030**, la línea naranja representa la proyección del escenario **Base PSM** y la línea azul representa el escenario **Base PSM\***. Para el periodo 2030-2050, la línea azul representa la proyección del escenario **Base 2030-2050**, la línea verde representa la proyección del escenario **CN1** y la línea roja representa el escenario **CN2**. La línea negra representa el límite de emisiones de 95 millones establecido como meta al año 2030 del NDC actualmente vigente.

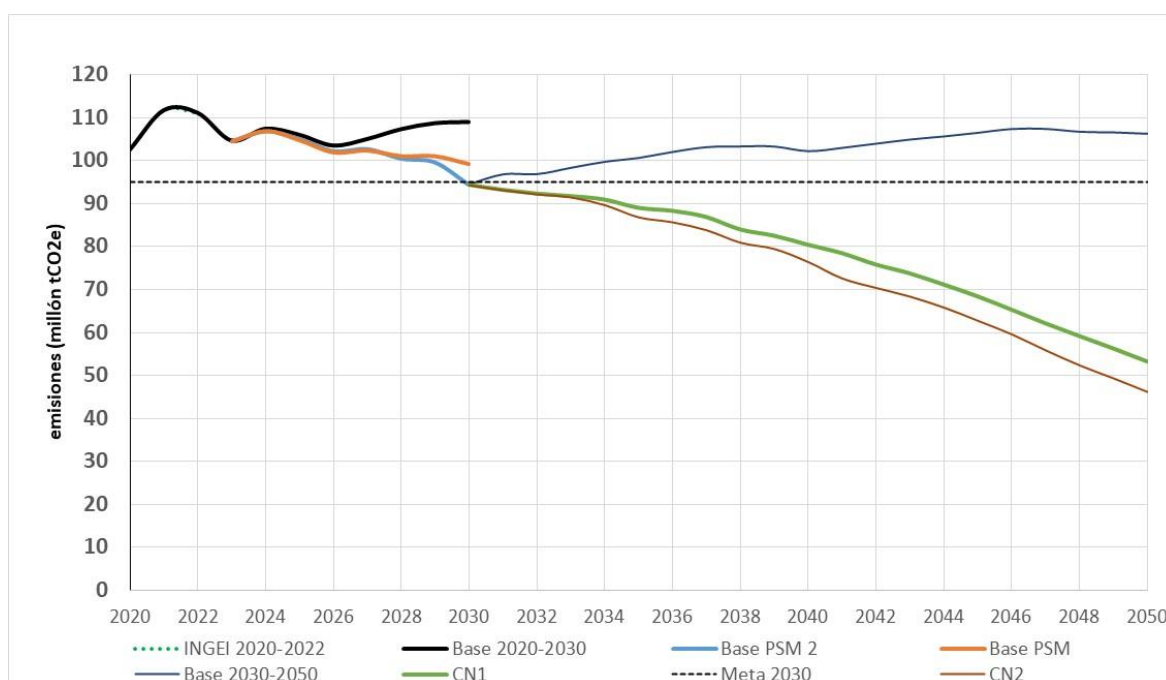


Figura 8: Proyección de emisiones para los escenarios Base 2020-2030, PSM, PSM\*, Base 2030-2050 y CN1.

A partir de los resultados de las simulaciones se estima que el **escenario Base PSM** no lograría cumplir con las metas de tener un nivel de emisiones menor a 95 millón tCO<sub>2e</sub> en el 2030 y ni cumplir con el presupuesto de emisiones para el periodo 2020-2030. Es importante recordar que la proyección de emisiones de este escenario incluye las medidas de mitigación evaluadas en los planes sectoriales. Los niveles de implementación de estas medidas se describen en las fichas del Anexo Sección 14.1, las cuales fueron discutidas en el Taller 1 y actualizadas en el Taller 2 del martes 23 de octubre.

Para efectos de cumplir con las metas del NDC vigente, se evalúan nuevas medidas de mitigación adicionales a las incluidas en los planes sectoriales y se aumentan los niveles de

implementación de algunas de las medidas (todo el detalle se encuentra en las fichas de mitigación de Anexo 14.1). Como resultado de lo anterior, se proyectan el escenario Base PSM\*, el cual lograría cumplir parcialmente con las metas del NDC vigente. La siguiente tabla resume los resultados para estos 3 escenarios. El escenario PSM\* alcanzaría un nivel de emisiones menor a 94,3 millón tCO<sub>2e</sub> en el año 2030, pero el presupuesto de emisiones se supera en un 3,4%.

**Tabla 3: Evaluación de escenarios para el periodo 2020-2030.**

Escenario	Emisiones en 2030 (millón tCO <sub>2e</sub> )	Presupuesto emisiones 2020-2030 (millón tCO <sub>2e</sub> )
Base 2020-2030	109,0	1177,1
Base PSM	99,2	1143,2
Base PSM*	94,3	1137,2

A partir del nivel de emisiones alcanzado por el escenario Base PSM\* en el año 2030, se proyectan las emisiones para los escenarios CN1 y CN2. Para el escenario CN2 se aumentan los niveles de ambición de algunas de las medidas evaluadas en el escenario CN1. Para el año 2035 se proyecta un nivel de emisiones de 89,0 y 86,7 millón tCO<sub>2e</sub> para los escenarios CN1 y CN2, respectivamente. En el largo plazo ambos escenarios logran la meta de carbono neutralidad (en emisiones netas), alcanzando un nivel de emisiones inferior a 52,3 millones de tCO<sub>2e</sub> en el año 2050. De acuerdo a cifras entregadas por la contraparte técnica, se proyecta que el sector forestal tendría una captura de 57 millones de tCO<sub>2e</sub> en el año 2050.

**Tabla 4: Evaluación de escenarios para el periodo 2030-2050 para los escenarios CN1 y CN2.**

Escenario	Emisiones en 2035 (millón tCO <sub>2e</sub> )	Emisiones en 2050 (millón tCO <sub>2e</sub> )
CN1	89,0	53,3
CN2	86,7	46,1

La siguiente tabla muestra el detalle de las proyecciones sectoriales de los sectores para el periodo 2020-2030 (escenario PSM\*) y el periodo 2030-2050 (Escenario CN1). Los datos de las proyecciones de los sectores no energéticos fueron entregados por el MMA.

**Tabla 5: Proyección de emisiones en millón tCO<sub>2e</sub> por sector para periodo 2020-2030 (escenario PSM\*) y periodo 2030-2050 (Escenario CN1)**

Año	comercial	industria	minería	público	residencial	transporte	generación	otras ind. energía	otros sectores energía	otros no energía	Total
2017	2.2	7.8	7.4	0.3	4.8	26.8	30.1	1.5	1.5	25.5	107.8
2018	2.2	7.6	7.7	0.2	4.9	28.0	28.6	2.2	1.6	26.2	109.2
2019	2.0	7.7	7.5	0.3	4.9	28.6	28.9	2.4	1.5	27.3	111.0
2020	1.5	7.5	7.7	0.3	5.1	25.4	27.3	2.5	1.6	23.8	102.6
2021	1.9	7.6	7.9	0.3	5.3	27.8	29.8	2.7	1.6	24.8	109.5
2022	1.9	7.9	8.5	0.3	5.4	30.0	26.3	2.7	1.6	25.3	109.8
2023	1.9	8.3	8.5	0.2	5.3	29.8	20.4	2.7	1.6	25.6	104.4
2024	2.0	9.1	8.8	0.2	5.5	32.6	18.2	2.7	1.6	26.1	106.8
2025	2.1	9.3	9.3	0.2	5.5	33.4	13.8	2.7	1.6	26.9	105.0
2026	2.1	9.3	9.4	0.2	5.6	34.1	9.6	2.7	1.6	27.4	102.2
2027	2.2	9.4	9.3	0.2	5.6	34.7	9.4	2.7	1.6	27.5	102.6
2028	2.3	9.4	9.2	0.2	5.6	35.1	9.3	2.7	1.6	25.1	100.4
2029	2.3	9.1	9.0	0.2	5.6	35.0	8.8	2.7	1.6	25.1	99.5
<b>2030</b>	<b>2.4</b>	<b>8.1</b>	<b>8.6</b>	<b>0.2</b>	<b>5.6</b>	<b>34.8</b>	<b>5.1</b>	<b>2.7</b>	<b>1.6</b>	<b>25.2</b>	<b>94.3</b>
2031	2.4	8.1	8.0	0.2	5.5	34.4	4.9	2.7	1.6	25.2	93.1
2032	2.5	8.1	7.6	0.2	5.5	33.9	4.8	2.7	1.6	25.2	92.3
2033	2.5	8.1	7.6	0.2	5.5	33.7	4.8	2.7	1.6	25.0	91.7
2034	2.6	8.0	7.1	0.2	5.4	33.1	4.8	2.7	1.6	25.3	90.9
<b>2035</b>	<b>2.6</b>	<b>7.9</b>	<b>7.0</b>	<b>0.2</b>	<b>5.3</b>	<b>32.7</b>	<b>4.4</b>	<b>2.7</b>	<b>1.6</b>	<b>24.4</b>	<b>89.0</b>
2036	2.6	7.9	6.5	0.2	5.3	32.1	4.4	2.7	1.6	24.9	88.3
2037	2.7	7.8	6.3	0.2	5.2	31.6	3.9	2.7	1.6	24.9	86.8
2038	2.7	7.7	5.9	0.2	5.1	31.1	3.3	2.7	1.6	23.6	83.9
2039	2.7	7.6	5.6	0.2	5.0	30.6	2.9	2.7	1.6	23.6	82.5
2040	2.7	7.6	5.0	0.2	4.8	29.8	2.2	2.7	1.6	23.8	80.4
2041	2.7	7.5	4.6	0.2	4.7	29.1	1.7	2.7	1.6	23.6	78.4
2042	2.7	7.4	4.3	0.2	4.5	28.0	1.1	2.7	1.6	23.1	75.8
2043	2.7	7.3	4.0	0.2	4.3	26.8	0.9	2.7	1.6	23.0	73.8
2044	2.7	7.2	3.7	0.2	4.1	25.5	0.7	2.7	1.6	22.6	71.2
2045	2.7	7.1	3.5	0.2	3.9	24.3	0.4	2.7	1.6	22.0	68.4
2046	2.7	6.9	3.2	0.2	3.6	22.9	0.4	2.7	1.6	21.1	65.3
2047	2.7	6.8	3.0	0.2	3.3	21.3	0.3	2.7	1.6	20.3	62.2
2048	2.7	6.6	2.7	0.2	2.9	19.8	0.1	2.7	1.6	19.8	59.2
2049	2.6	6.4	2.4	0.2	2.6	18.2	0.1	2.7	1.6	19.4	56.3
<b>2050</b>	<b>2.6</b>	<b>5.9</b>	<b>2.1</b>	<b>0.2</b>	<b>2.2</b>	<b>16.7</b>	<b>0.0</b>	<b>2.7</b>	<b>1.6</b>	<b>19.2</b>	<b>53.3</b>



### 5.3 Medidas evaluadas

En la siguiente tabla se resume la lista de medidas de mitigación evaluadas y los supuestos de implementación en los años 2030, 2035 y 2050. En el año 2030 se reporta el nivel de implementación del escenario PSM y del PSM\* si el nivel es distinto al PSM. Para los años 2035 y 2050 se reporta el nivel de implementación del escenario CN1 y el CN2 si fuera distinto al CN1. Los supuestos de implementación explican las reducciones de emisiones asociadas a cada medida.

Tabla 6: Supuestos de implementación de las medidas de mitigación.

Sector	Medidas	Implementación 2030	Implementación 2035	Implementación 2050
Transporte	Electromovilidad – vehículos livianos (estándar y prohibición de ventas)	El 11,4% del parque de vehículos livianos es eléctrico y 0,2% es híbrido.	El 29,8% del parque de vehículos livianos es eléctrico y el 1,3% es híbrido	El 81,2% del parque de vehículos livianos es eléctrico.
	Electromovilidad – vehículos livianos (transformación de vehículos a combustión a EV)	El 8% del parque de vehículos livianos es eléctrico reconvertido.	El 13,5% del parque de vehículos livianos es eléctrico reconvertido.	El 0% del parque es eléctrico reconvertido, ya que finaliza la vida útil extendida de los vehículos reconvertidos al último año del programa (2034).
	Electromovilidad – vehículos medianos	El 5% del parque de vehículos medianos es eléctrico y 0,8% es híbrido.	El 22% del parque de vehículos medianos es eléctrico y el 1% es híbrido.	El 86% del parque de vehículos medianos es eléctrico.
	Buses eléctricos RM	El 50% del parque de buses RED y el 20% de buses urbanos distintos al sistema RED es eléctrico.	El 100% del parque de buses RED y de buses urbanos distintos al sistema RED es eléctrico.	El 100% del parque de buses RED y de buses urbanos distintos al sistema RED es eléctrico.
	Buses eléctricos regiones	El 5,1% del parque de buses urbanos es eléctrico.	El 50% del parque de buses urbanos es eléctrico.	El 100% del parque de buses es eléctrico (al año 2040).
	Taxis eléctricos	El 25% del parque de taxis es eléctrico.	El 67% del parque de taxis es eléctrico.	El 100% del parque de taxis es eléctrico (al año 2040).
	Electromovilidad – camiones livianos y medianos	El 20% del parque de camiones livianos y medianos es eléctrico.	El 25% del parque de camiones livianos y medianos es eléctrico.	El 50% del parque de camiones livianos y medianos es eléctrico.
	Estándar de rendimiento en vehículos pesados	No hay implementación de la medida.	El 0,1% de camiones y tractocamiones es a hidrógeno o usa tecnología cero emisiones.	El 44,2% de camiones y tractocamiones es a hidrógeno o usa tecnología cero emisiones.

Sector	Medidas	Implementación 2030	Implementación 2035	Implementación 2050
	Diésel renovable en transporte de larga distancia	Participación del 0,4% de diésel renovable en el consumo de tractocamiones.	Participación del 1% de diésel renovable en el consumo de tractocamiones.	Participación del 10% de diésel renovable en el consumo de tractocamiones
	Cambio modal a bicicleta	Disminución del 1,4% de la demanda en km de vehículos livianos y medianos, y de 3,8% en la demanda de buses urbanos.	Disminución del 2% de la demanda en km de vehículos livianos y medianos, y de 5,4% en la demanda de buses urbanos.	Disminución del 4,5% de la demanda en km de vehículos livianos y medianos, y de 12% en la demanda de buses urbanos.
	Cambio modal a metro	Disminución de 135 millones de km anuales de la demanda de vehículos livianos.		
	Cambio modal a trenes	Disminución de 35 millones de km anuales de la demanda de vehículos livianos.		
	Uso de SAF en transporte aéreo	1% de participación de SAF en el consumo de transporte aéreo.	8,3% de participación de SAF tipo HEFA en el consumo de transporte aéreo. Se suma un 1,3% de combustible sintético producido en Chile.	30% de participación de SAF tipo HEFA en el consumo de transporte aéreo. Adicionalmente, se tiene un 20% de participación de combustible sintético producido en Chile.
	Uso de combustibles cero emisiones en transporte marítimo	No hay implementación de la medida.		Solo en escenario carbono neutralidad 2, se tiene un 30% de participación de combustibles cero emisiones en el consumo del transporte marítimo.
Residencial	Fomento al uso de energía solar para agua caliente sanitaria (ACS)	PSM*: Se instalan 84.000 SST en periodo 2025-2030.  PSM*: Se instalan 105.000 SST en periodo 2025-2030.	Se instalan 184.000 SST en periodo 2025-2035. (20.000 STT/año)	Se instalan 800.000 SST en periodo 2025-2050. (aumenta a 50.000 STT/año)
	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - calefacción eléctrica	PSM: Aumento de 0,3% en la participación con respecto a participación de tecnología en 2022. 16.000 viviendas adicionales utilizan calefacción eléctrica.  PSM*: Aumento de 11% en la participación con respecto a participación de tecnología en 2022 (22% total aprox). 640.000 viviendas adicionales utilizan calefacción eléctrica.	Aumento de 25% en la participación con respecto a participación de tecnología en 2022 (36% total aprox). 1.580.000 viviendas adicionales utilizan calefacción eléctrica (2.200.000 en total).	Aumento de 68% en la participación con respecto a participación de tecnología en 2022 (79% total aprox). 5.000.000 viviendas adicionales utilizan calefacción eléctrica (5.620.000 en total).
	Electrificación de fuentes energéticas para	PSM: Aumento de 6,8% en la participación con respecto a	Aumento de 14% en la participación con respecto a	Aumento de 54% en la participación con

Sector	Medidas	Implementación 2030	Implementación 2035	Implementación 2050
	usos residenciales - cocción eléctrica	participación de tecnología en 2022 (10,5% en total). 420.000 viviendas adicionales utilizan cocción eléctrica.  PSM*: Aumento de 8% en la participación con respecto a participación de tecnología en 2022 (13% en total). 522.000 viviendas adicionales utilizan cocción eléctrica	participación de tecnología en 2022 (19% en total). 1.200.000 viviendas adicionales utilizan cocción eléctrica. (1.520.000 hogares en total)	respecto a participación de tecnología en 2022 (59% en total). 5.347.000 viviendas adicionales utilizan cocción eléctrica. (5.667.000 hogares en total)
	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - Electrificación de ACS	PSM: No hay aumento de la penetración de la tecnología en 2030 (6% aprox).	Aumento de 1% en la participación con respecto a participación de tecnología en 2022 (7% en total). 42.000 viviendas adicionales utilizan ACS eléctrica. (442.000 hogares en total)	Aumento de 56% en la participación con respecto a participación de tecnología en 2022 (62% en total). 5.200.000 viviendas adicionales utilizan ACS eléctrica. (5.600.000 hogares en total)
	Energía distrital	PSM: 10.000 hogares conectados a red de calefacción distrital	60.000 hogares conectados a red de calefacción distrital	210.000 hogares conectados a red de calefacción distrital
	Implementación de la actualización de la reglamentación térmica	680.000 viviendas construidas con la nueva RT vigente desde el año 2025 (8% del total).	1.363.000 viviendas construidas con la nueva RT vigente desde el año 2025 (16% del total).	1.363.000 viviendas construidas con la nueva RT vigente desde el año 2025 (13% del total) y 1.595.000 viviendas construidas con la futura RT (15% del total)
	Reacondicionamiento térmico de viviendas vulnerables	180.000 viviendas reacondicionadas en periodo 2025-2030	190.000 viviendas reacondicionadas en periodo 2031-2035.	680.000 viviendas reacondicionadas en periodo 2035-2050.
Comercial	Fomento a la calefacción eléctrica en el sector comercial.	PSM: Medida no considerada.  PSM*: Aumenta la penetración de usos motrices eléctricos en el sector en 11% para 2030.	Aumenta la penetración de usos motrices eléctricos en el sector en 22,5% para 2035.	Aumenta la penetración de usos motrices eléctricos en el sector en 56% para 2050.
	Fomento a la energía eléctrica en usos motrices en el sector comercial.	PSM: Medida no considerada.  PSM*: Aumenta la penetración de calefacción	Aumenta la penetración de calefacción eléctrica en el sector en 28% para 2030 con respecto a penetración actual.	Aumenta la penetración de calefacción eléctrica en el sector en 76% para

Sector	Medidas	Implementación 2030	Implementación 2035	Implementación 2050
		eléctrica en el sector en 13% para 2030 con respecto a penetración actual.		2030 con respecto a penetración actual.
Industria	Electrificación de usos térmicos.			
	ERNC en usos térmicos.	Participación de 5,3% de SST o similar en usos térmicos.	Participación de 7,3% de SST o similar en usos térmicos.	Participación de 13,1% de SST o similar en usos térmicos.
	Hidrógeno en usos térmicos.	Participación de 2% de hidrógeno en usos térmicos.	Participación de 3% de hidrógeno en usos térmicos.	Participación de 9,4% de hidrógeno en usos térmicos.
	Electrificación de usos motrices.	Se tiene el reemplazo de 6,4% de combustibles fósiles por electricidad.	Se tiene el reemplazo de 10,7% de combustibles fósiles por electricidad.	Se tiene el reemplazo de 21,5% de combustibles fósiles por electricidad.
	Hidrógeno en usos motrices.	No hay implementación de la medida.	Se tiene el reemplazo de 0,1% de combustibles fósiles por hidrógeno.	Se tiene el reemplazo de 6,9% de combustibles fósiles por hidrógeno.
Minería	Camiones CAEX sustentables – minería del cobre	PSM: 5% (vehículos eléctricos) aprox. de camiones sustentables en 2030. Equivalente a una reducción de emisiones del 5% con respecto al base.  PSM*: 30% (vehículos híbridos) aprox. de camiones sustentables en 2030. Equivalente a una reducción de emisiones del 9% con respecto al base.	17% de reducción de emisiones en uso de CAEX con respecto a línea base: Modelado como 40% de CAEX híbrido y 5% de CAEX eléctrico.	90% de reducción de emisiones en uso de CAEX con respecto a línea base: Modelado como 90% de CAEX eléctrico. CAEX 100% sustentable en 2050, sumando el uso de diésel renovable
	Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX – minería del cobre	PSM y PSM*: 5% de uso de diésel renovable	10% de uso de diésel renovable	10% de uso de diésel renovable
	Electrificación de usos térmicos.	Incremento del 11,2% de la participación de electricidad en usos térmicos.	Incremento del 14,2% de la participación de electricidad en usos térmicos.	Incremento del 27,6% de la participación de electricidad en usos térmicos.
	ERNC en usos térmicos.	Participación de 5,3% de SST o similar en usos térmicos.	Participación de 7,3% de SST o similar en usos térmicos.	Participación de 13,1% de SST o similar en usos térmicos.
	Hidrógeno en usos térmicos.	Participación de 2% de hidrógeno en usos térmicos.	Participación de 3% de hidrógeno en usos térmicos.	Participación de 9,4% de hidrógeno en usos térmicos.

Sector	Medidas	Implementación 2030	Implementación 2035	Implementación 2050
	Electrificación de usos motrices.	Se tiene el reemplazo de 16,9% de combustibles fósiles por electricidad.	Se tiene el reemplazo de 22,3% de combustibles fósiles por electricidad.	Se tiene el reemplazo de 43% de combustibles fósiles por electricidad.
	Hidrógeno en usos motrices.	No hay implementación de la medida.	Se tiene el reemplazo de 0,1% de combustibles fósiles por hidrógeno.	Se tiene el reemplazo de 28,4% de combustibles fósiles por hidrógeno.
Generación eléctrica	Descarbonización de la matriz de generación	PSM: 82% de participación energías renovables.  PSM*: 86% de participación energías renovables.	CN1: 90% de participación energías renovables.  CN2: 92% de participación energías renovables.	100% participación energías renovables

A continuación, se presentan los resultados sectoriales.

## 5.4 Resultados sectoriales

### 5.4.1 Transporte

La Figura 9 muestra los resultados de proyección de emisiones del sector transporte para los distintos escenarios evaluados. La línea punteada representa los datos del INGEI para el periodo 2020-2023. La línea naranja representa la proyección del escenario PSM y la línea azul representa el escenario PSM\*. Para el periodo 2030-2050, la línea azul representa la proyección del escenario **Base 2030-2050**, la línea verde representa la proyección del escenario **CN1** y la línea naranja oscuro representa la proyección del escenario **CN2**.

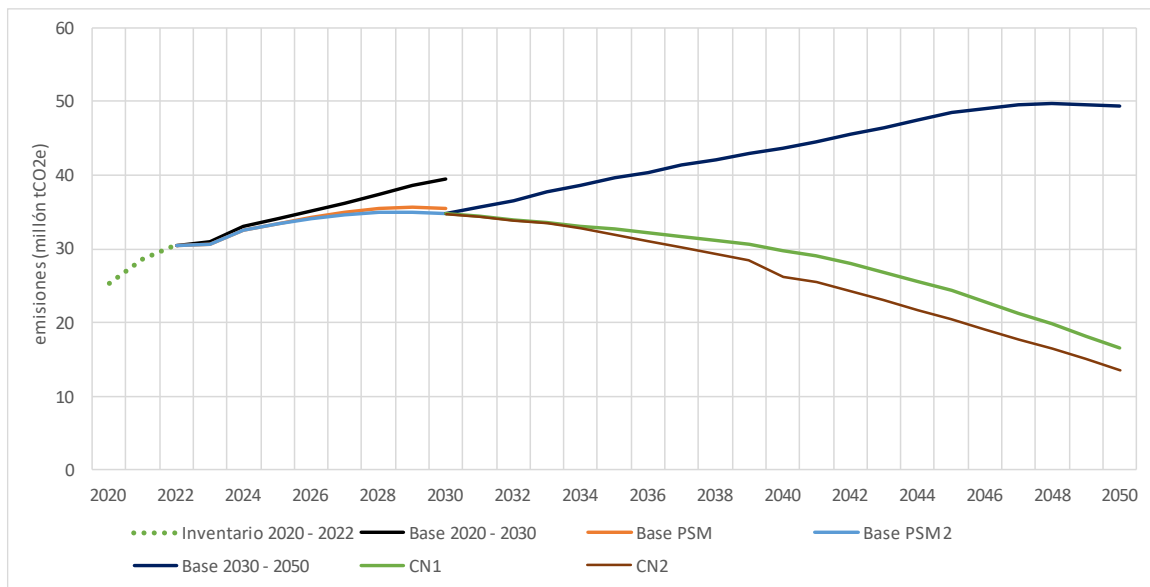


Figura 9: Proyección de emisiones sector transporte.

En la Figura 10 se presenta el empalme con las emisiones históricas desde el año 2010. Se observa un crecimiento sostenido desde las emisiones históricas, continuando con los escenarios base o de menor ambición en términos de mitigación hacia 2030 y 2050. Del escenario CN1 y CN2, se destaca que como meta se tienen niveles de emisiones menores a los registrados al año 2010.

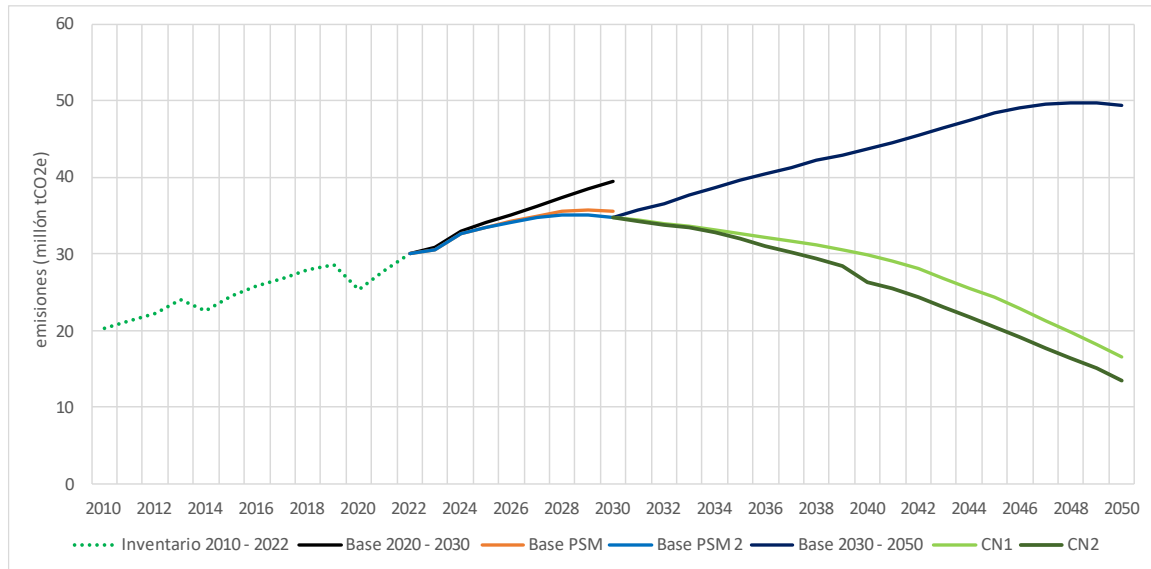


Figura 10: Proyección de emisiones sector transporte, periodo 2010 - 2050.

En la Figura 11 se presentan las emisiones por subsector de transporte para el escenario CN1. Se identifica una principal contribución del transporte caminero de pasajeros en el periodo 2020 – 2040, y luego es superado por el transporte caminero de carga en el periodo 2040 – 2050.

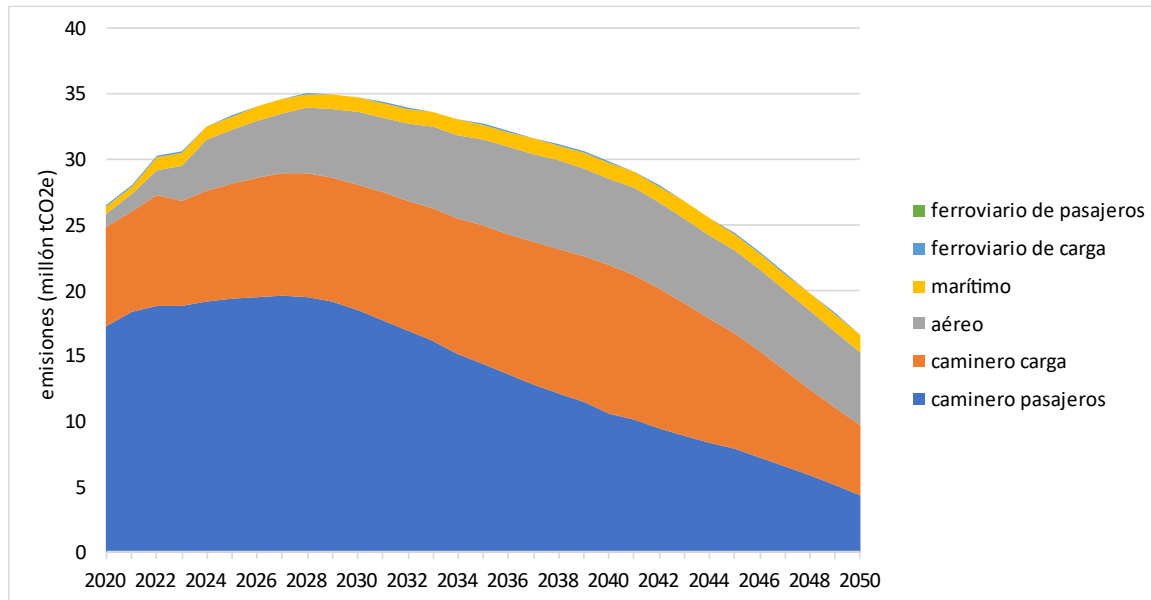


Figura 11: Proyección de emisiones de transporte por subsector, en escenario CN1.

A continuación, se presentan los consumos de energía para cada subsector de transporte, en el escenario CN1. En la Figura 12 se tiene el consumo energético del subsector transporte caminero pasajeros. Se destaca el aumento de la participación de electricidad hacia el año

2050, y la reducción del consumo de gasolina entre los años 2025 – 2030, producto del aumento de participación de electromovilidad en los modos livianos y medianos del escenario PSM\*. También contribuyen las medidas de electromovilidad en buses RM, regiones y traspasos modales.

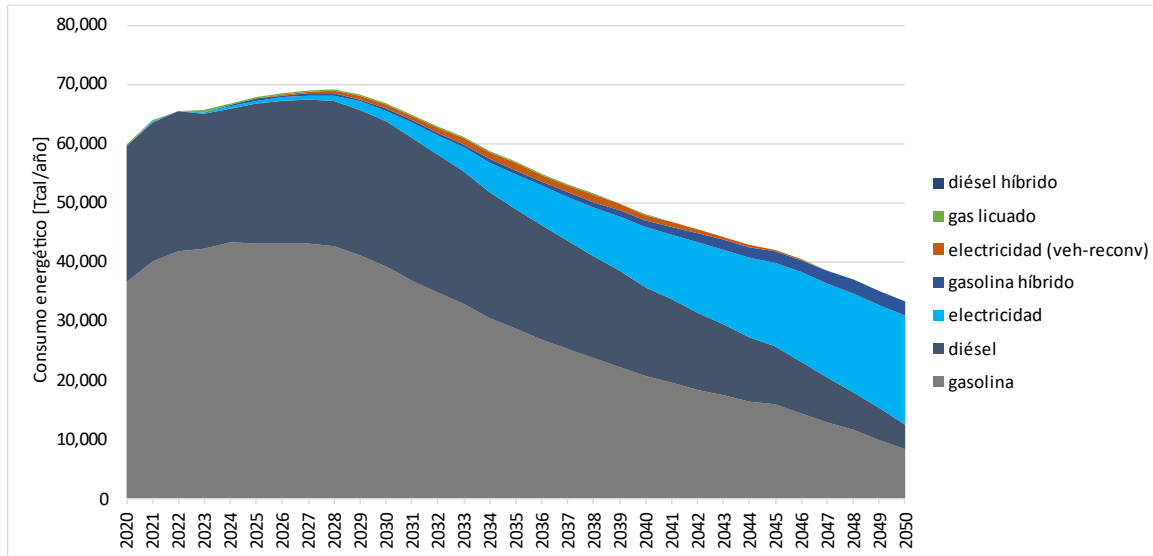


Figura 12: Consumo energético del subsector transporte caminero pasajeros por energético, escenario CN1.

En la Figura 13 se muestra el consumo energético de los vehículos livianos pertenecientes al subsector de transporte caminero de pasajeros. Este modo de transporte proyecta alcanzar una electrificación del 81% para el año 2050, con un período de transición de vehículos a combustión hacia eléctricos entre los años 2026 y 2034, estimándose un ritmo de conversión cercano a 90 mil vehículos por año. Estas participaciones se reflejan en la Figura 14. Para mayor detalle de las metas de participación en parque y ventas, se sugiere revisar la ficha de la medida, en Anexo – Medidas de mitigación.



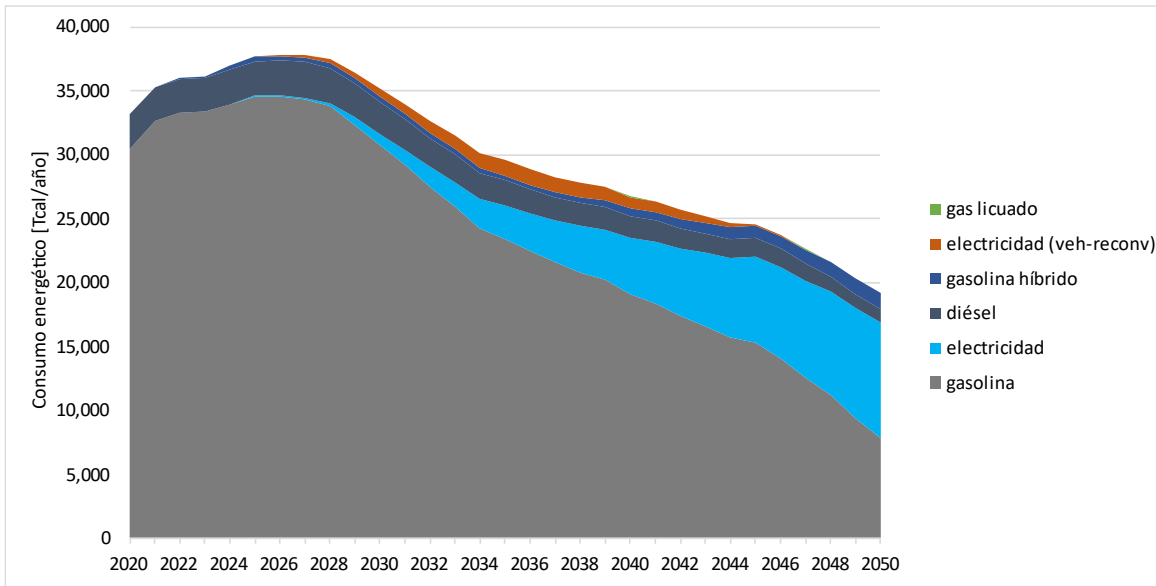


Figura 13: Consumo energético de vehículos livianos por energético, escenario CN1.

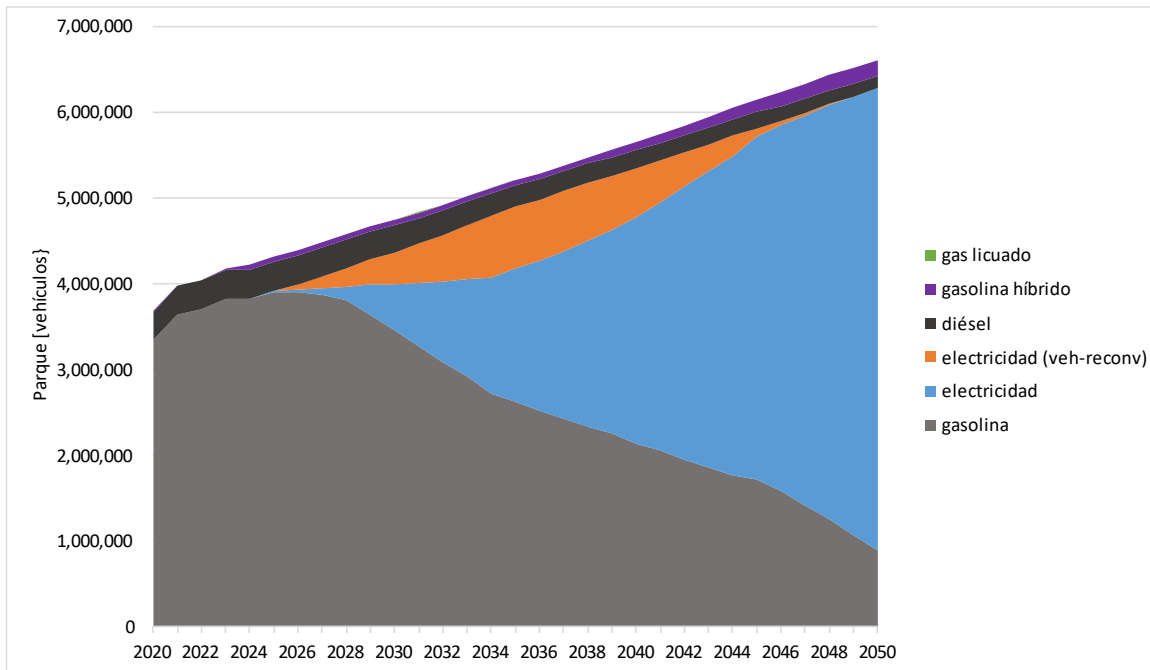


Figura 14: Parque de vehículos livianos por energético, escenario CN1.

Para estimar un ingreso razonable de vehículos eléctricos, acorde con las ventas históricas de vehículos livianos, se utilizó una proyección lineal de las ventas totales, combinada con un crecimiento progresivo en la participación de vehículos eléctricos, alcanzando aproximadamente un 98% para el año 2040, en respuesta a la prohibición de la venta de vehículos a combustión. Además, se incorporó la chatarrización de vehículos antiguos,

basada en un supuesto de vida útil promedio de 250.000 km, lo que equivale a una tasa de chatarrización aproximada del 3.8% anual.

El ingreso de vehículos eléctricos y eléctricos producto de la transformación de vehículos a combustión, junto con el retiro de vehículos a gasolina, se presenta en la Figura 15.

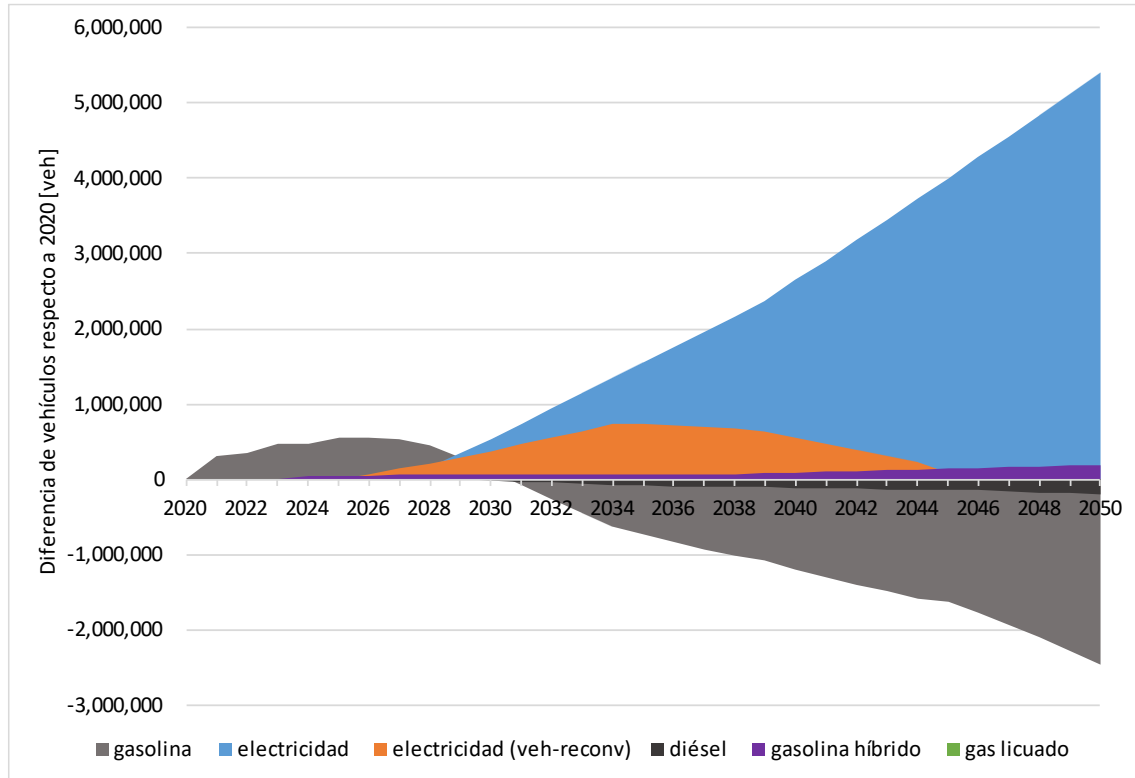


Figura 15: Diferencia acumulada de vehículos respecto del año 2020, por energético, escenario CN1.

En la Figura 16 se presenta el consumo energético de vehículos medianos. En el escenario CN1, se tiene una participación del 86% de vehículos eléctricos del total del parque de vehículos medianos. Esta trayectoria se obtiene de la prohibición de vehículos a combustión al año 2035, junto con una vida útil media de 300.000 km.

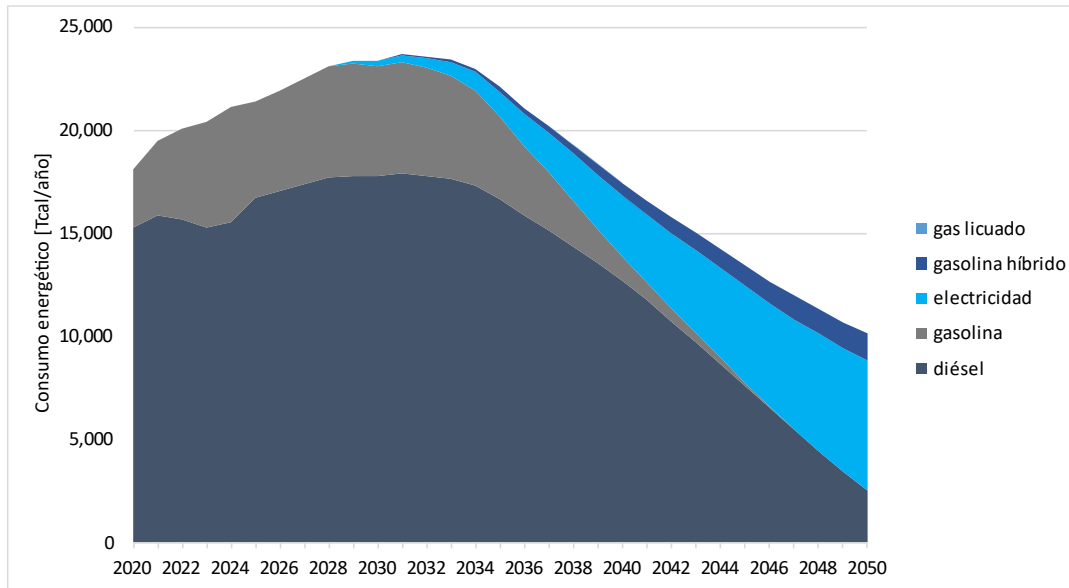


Figura 16: Consumo energético de vehículos medianos por energético, escenario CN1.

En la Figura 17 se presenta el consumo energético de buses y taxis. Ambos modos de transporte presentan metas de electromovilidad de 100% al año 2040, excepto para buses interurbanos, lo cual explica la presencia de diésel posterior a este año.

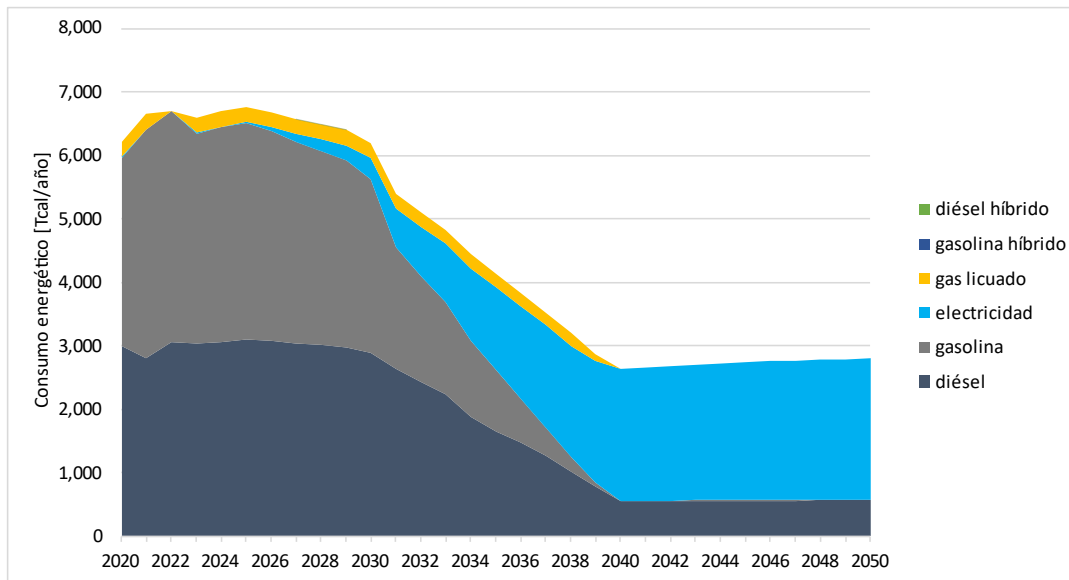


Figura 17: Consumo energético de buses y taxis por energético, escenario CN1.

En la Figura 18 se tiene el consumo energético del subsector transporte caminero carga. Este considera medidas de electromovilidad en camiones livianos y medianos, tecnologías cero emisiones en camiones y tractocamiones (modeladas bajo consumo de hidrógeno) y uso de diésel renovable en tractocamiones.

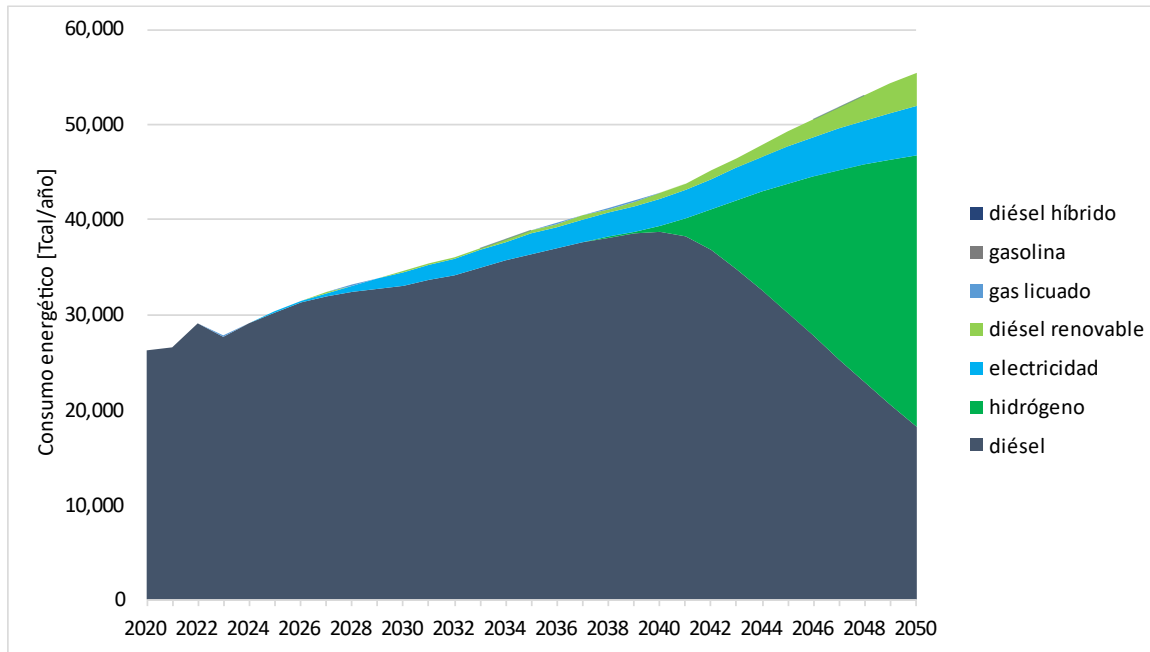


Figura 18: Consumo energético del subsector transporte caminero carga por energético, escenario CN1.

Para mayor detalle, en la Figura 19 se presenta el consumo energético de camiones livianos y medianos. Se observa el aumento de la participación de electricidad durante gran parte del periodo, junto al ingreso de hidrógeno desde el año 2040.

En la Figura 20 se tiene el consumo energético de camiones pesados o tractocamiones. En este caso, solo se modela el ingreso de tecnologías cero emisiones (mediante hidrógeno) y de diésel renovable. Este último, para efectos del gráfico, se presenta dentro del energético hidrógeno.

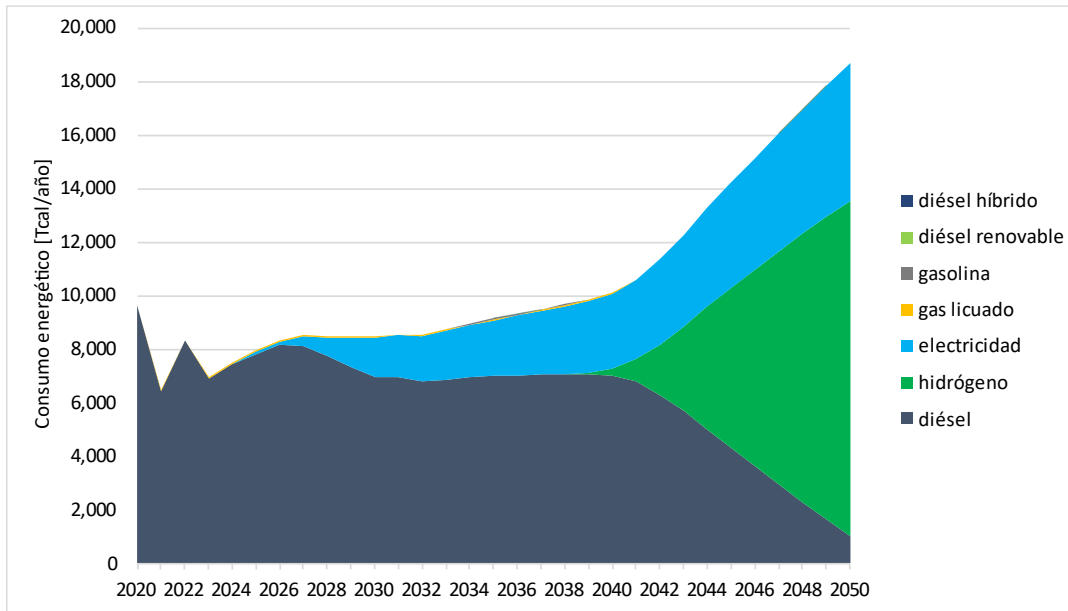


Figura 19: Consumo energético de camiones livianos y medianos por energético, escenario CN1.

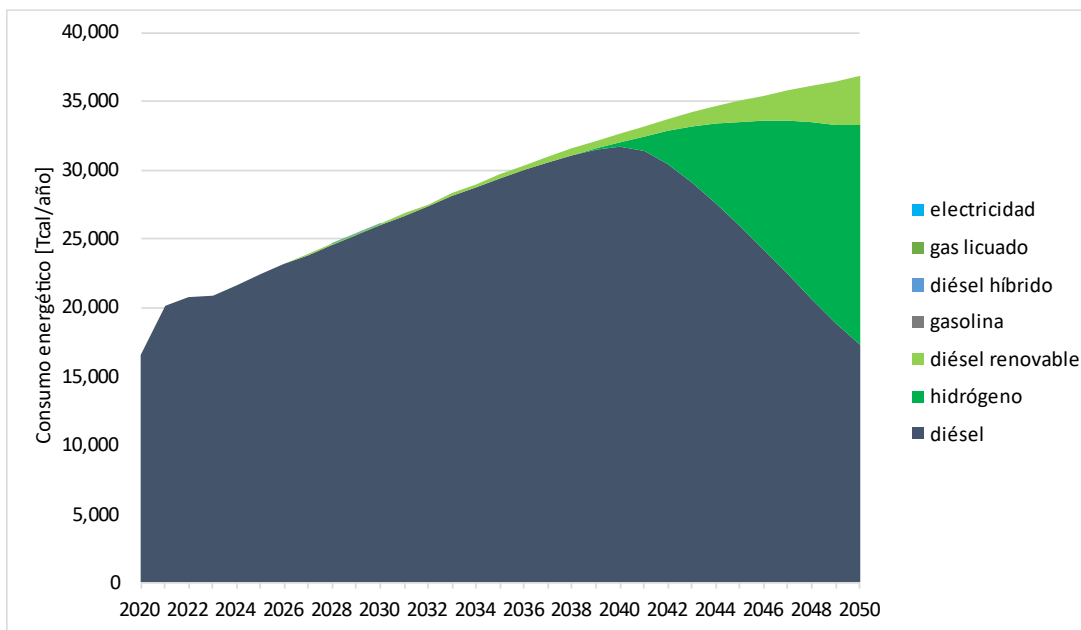


Figura 20: Consumo energético de tractocamiones o camiones pesados por energético, escenario CN1.

En la Figura 21 se tiene el consumo energético del subsector transporte aéreo. Se considera el uso de SAF en transporte aéreo, el cual se modela mediante kerojet HEFA (producido a partir de biomasa) y kerojet sintético (según producción nacional de e-SAF).

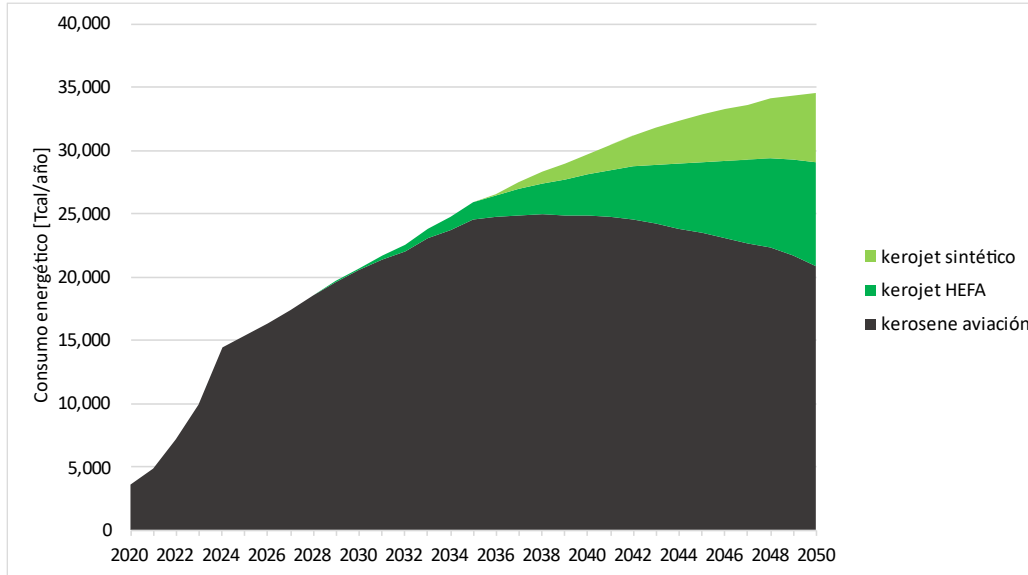


Figura 21: Consumo energético del subsector transporte aéreo por energético, escenario CN1.

En la Figura 22 se tiene el consumo energético del subsector transporte marítimo. El escenario CN1 no considera medidas para este subsector. En CN2, se propone como meta llegar al 30% de combustibles cero emisiones al año 2050, de la misma forma en que ingresan los combustibles sintéticos en la medida de SAF en transporte aéreo.

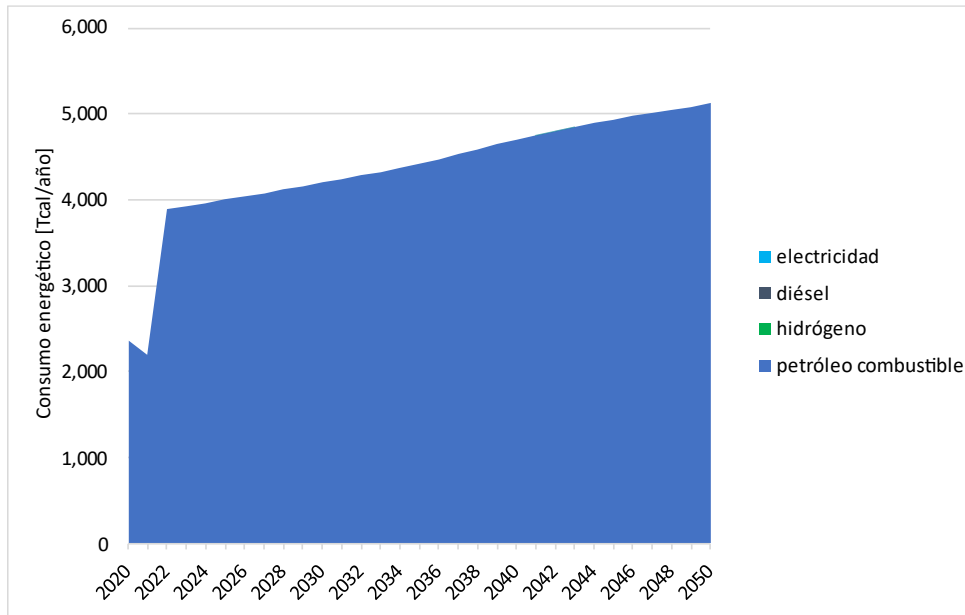


Figura 22: Consumo energético del subsector transporte marítimo por energético, escenario CN1.

En la Figura 23 se tiene el consumo energético de los subsectores transporte ferroviario pasajeros y ferroviario de carga. Solo se modela el efecto del traspaso modal a trenes, el cual modifica la demanda de ambos subsectores en términos de PKM y TKM, respectivamente.

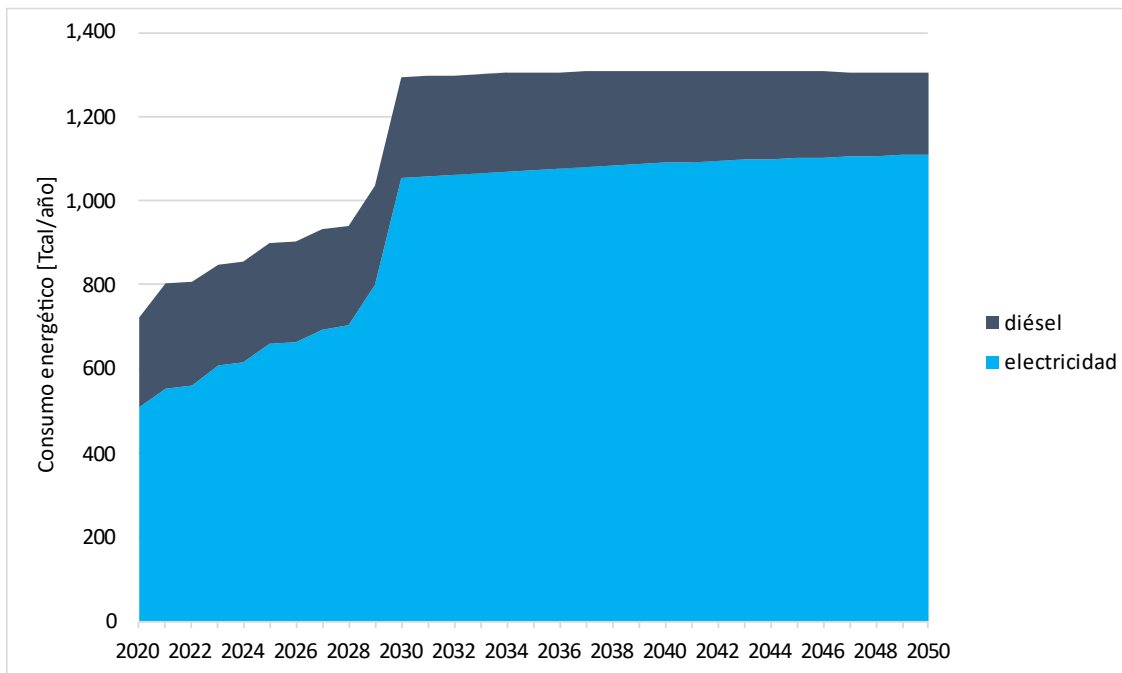


Figura 23: Consumo energético del subsector ferroviario por energético, escenario CN1.

## 5.4.2 Industria

La Figura 24 muestra los resultados de proyección de emisiones del sector industrias para los distintos escenarios evaluados. La línea punteada representa los datos del INGEI para el periodo 2020-2023. La línea naranja representa la proyección del escenario PSM y la línea azul representa el escenario PSM\*, el cuál coincide con los niveles de ambición del escenario PSM. Para el periodo 2030-2050, la línea azul representa la proyección del escenario **Base 2030-2050**, la línea verde representa la proyección del escenario **CN1** y naranja oscuro la proyección del escenario **CN2**. Se observa una reducción en las emisiones durante el año 2023. Desde una perspectiva energética, se registra un aumento en el consumo de biomasa y, en menor medida, de diésel en comparación con el año 2022. En contraste, el consumo de otros combustibles, como gas natural, gas licuado y coque de petróleo, muestra una disminución. Posteriormente, las emisiones aumentan en línea con el incremento en los niveles de producción, conforme a las proyecciones de las actividades industriales previamente presentadas.

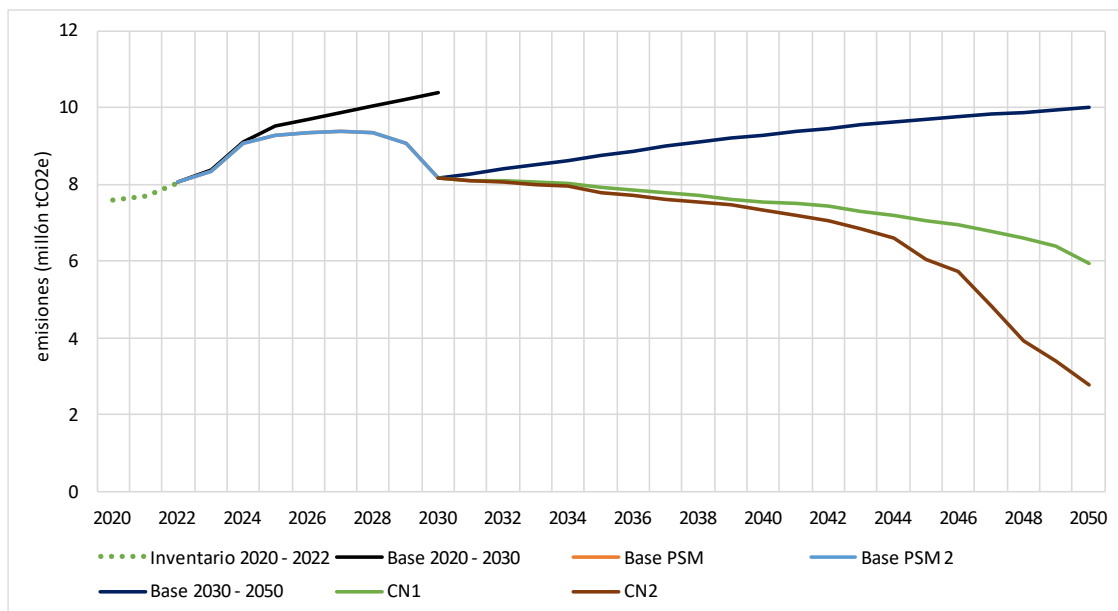


Figura 24: Proyección de emisiones sector industrias.

En la Figura 25 se presenta el empalme con las emisiones históricas desde el año 2010. Del escenario CN2, se destaca que como meta se tienen niveles de emisiones similares a los registrados al año 2010.



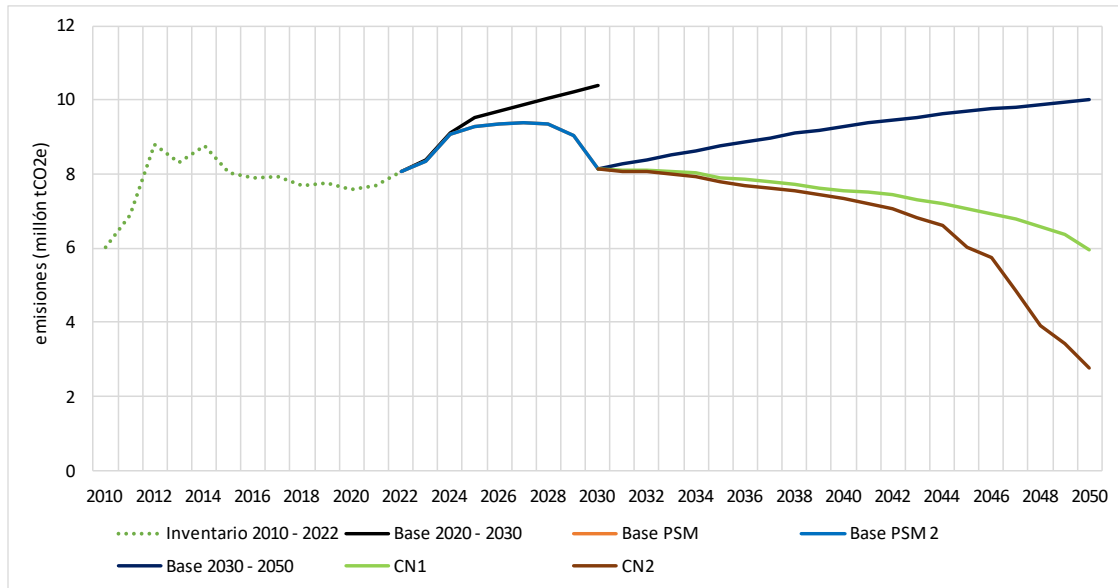


Figura 25: Proyección de emisiones sector industrias, periodo 2010 - 2050.

En la Figura 26 se presentan las emisiones del escenario carbono neutralidad 1 por subsector de industrias. Se observa la participación mayoritaria de industrias varias, seguido por celulosa y cemento. La reducción de emisiones en el periodo 2020 – 2030 tiene como principal responsable la reducción de emisiones del subsector industrias varias.

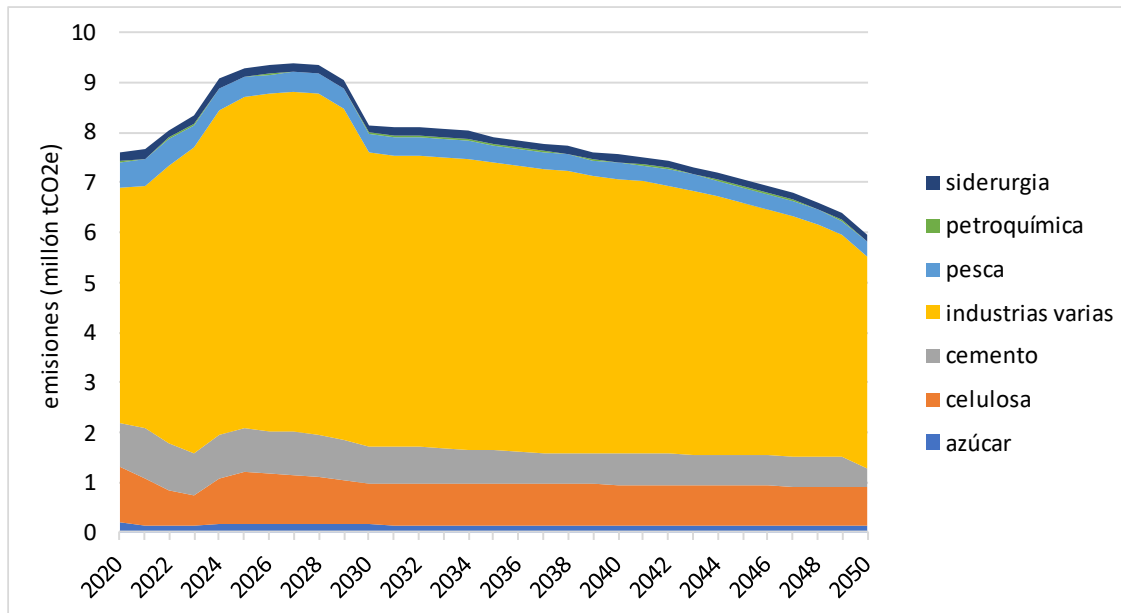


Figura 26: Proyección de emisiones por subsector de industrias, periodo 2020 - 2050. Escenario CN1.

En la siguiente figura se muestra la proyección energética por energético del sector para el escenario carbono neutralidad. Se puede observar el aumento del consumo de electricidad (celeste), hidrógeno (verde claro) y uso de ERNC (representado por energía solar en color azul). Estos energéticos reemplazan principalmente el consumo de diésel y gas natural, entre otros combustibles fósiles. La reducción del consumo de biomasa ocurre en el sector de celulosa, donde el consumo de energía térmica es de cero emisiones. Posteriormente, las medidas de mitigación sustituyen el consumo de biomasa hacia el final del período. Finalmente, se destaca que la mitigación de emisiones se enfoca principalmente en contrarrestar el impacto de la nueva demanda, la cual, en el escenario de referencia, es abastecida principalmente por diésel y petróleo combustible

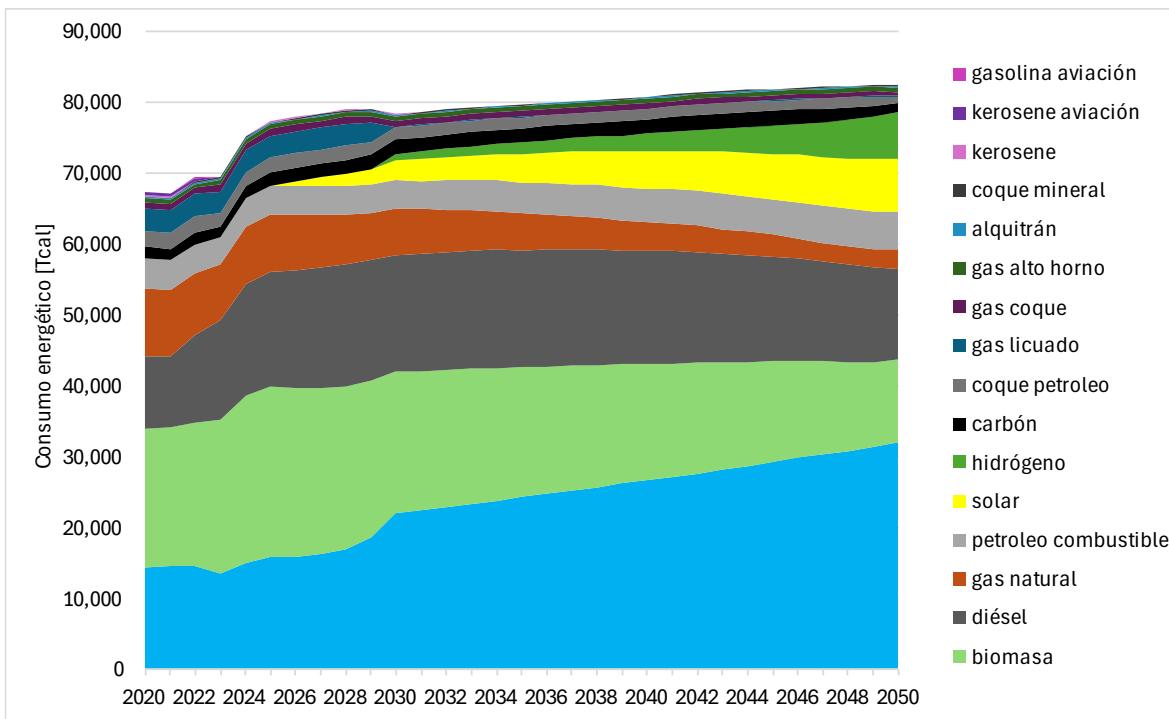


Figura 27: Consumo energético de industrias, escenario CN1.

### 5.4.3 Minería

La siguiente figura muestra las proyecciones del sector minería (incluye cobre, minas varias y hierro) para los escenarios CN2, CN1, PSM Base, PSM\* y nueva Base 2030-2050. En el escenario CN se incluyen medidas relacionadas al recambio de usos motrices en base a diésel por tecnologías sustentables (hidrógeno y electrificación) y al uso de diésel renovable.

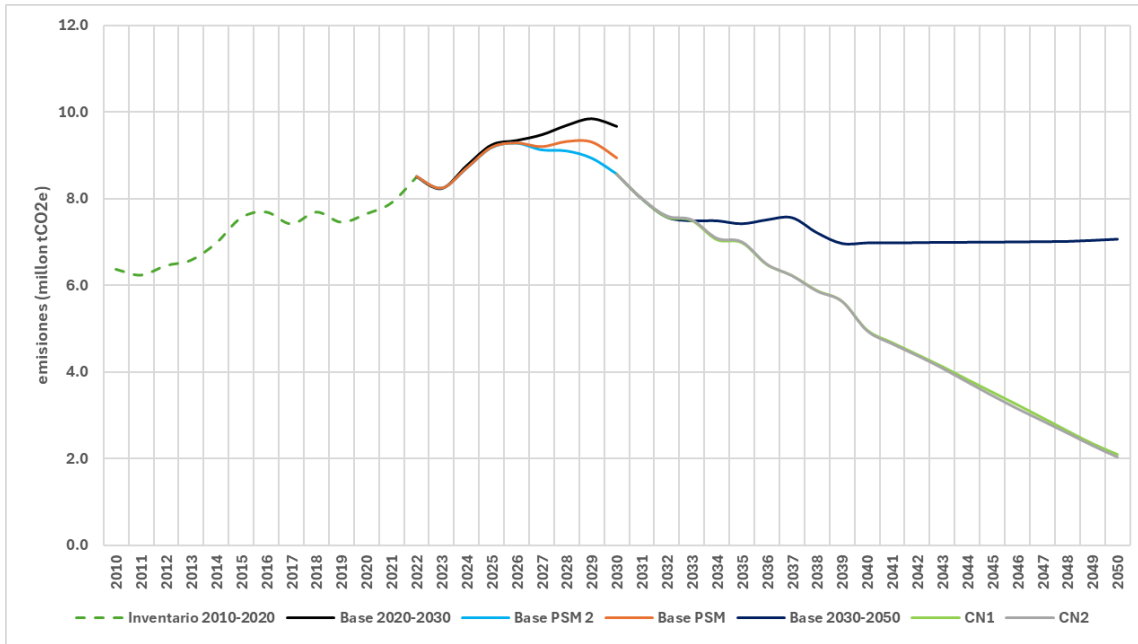


Figura 28: Proyección de emisiones del sector minero.

Para el sector cobre se muestra la proyección energética por energético del sector para el escenario carbono neutralidad en la Figura 29. En color verde se incluye la medida más significativa para el sector correspondiente al reemplazo de camiones CAEX en base a diésel por camiones CAEX sustentables. Esta medida es responsable de gran parte de la reducción de emisiones del sector mostrada anteriormente.

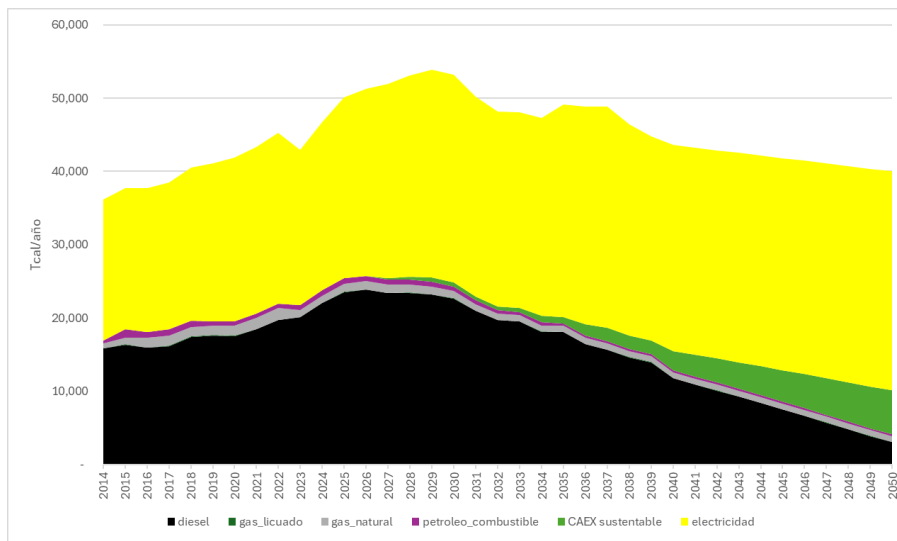


Figura 29: Consumo energético del sector Cobre por energético histórico entre 2014 y 2022 y proyección del escenario CN1 a partir de 2023.

En el marco de este proyecto, el equipo ha sostenido reuniones clave con representantes del Consejo Minero, lo que ha sido fundamental para modelar el comportamiento del sector, especialmente en lo relacionado con el reemplazo de los camiones CAEX a base de diésel por alternativas más sustentables. La modelación presentada en este estudio incorpora las observaciones recogidas durante estas interacciones.

Dado el nivel de incertidumbre asociado con la implementación de tecnologías que aún no están disponibles de manera masiva y comercial, la medida denominada CAEX Sustentable (representada en el área verde) proyecta una disminución en el consumo de diésel para este uso final, sin comprometerse con una tecnología específica. En este contexto, la definición de camiones CAEX sustentable se refiere a cualquier tecnología que permita reducir el consumo diésel parcial o totalmente, entre ellas: camiones híbridos que mezclan diésel con gas natural, camiones híbridos que utilizan diésel y baterías, camiones que usan sistemas de trolley para moverse parcialmente en algún tramo de la mina, camiones que usan baterías y sistema de trolley y camiones a hidrógeno.

Para la modelación, se considera un plan de transición que incluye el recambio del 30% de la flota hacia camiones híbridos para 2030, los cuales reducen las emisiones en un 30% en comparación con los camiones tradicionales. A partir de 2035, se proyecta la sustitución del resto de la flota, alcanzando el 100% de camiones sustentables (cero emisiones) en 2050.

Estas proyecciones están alineadas con los objetivos de sostenibilidad del sector minero (CESCO, 2024) (BHP, 2024), que contemplan una transición gradual: primero mediante la adopción de soluciones híbridas, y posteriormente avanzando hacia la electrificación completa de las operaciones en el largo plazo (posterior a 2035).

Sujeto a la disponibilidad de la información de costos, esta incertidumbre se verá reflejada en el análisis económico de la medida en que las distintas soluciones pueden presentar grandes diferencias en los costos de implementación, manteniendo el nivel de mitigación modelado (reducir 9% de emisiones de transporte de extracción en 2030 y el 100% en 2050).

En la Figura 30 se presenta el consumo energético de los sectores de minas varias, salitre y hierro. Se observa una disminución en el consumo de diésel debido al aumento de la electrificación en usos motrices y térmicos, y la participación de sistemas solares térmicos. También se observa el incremento del consumo de hidrógeno hacia finales del periodo de evaluación.

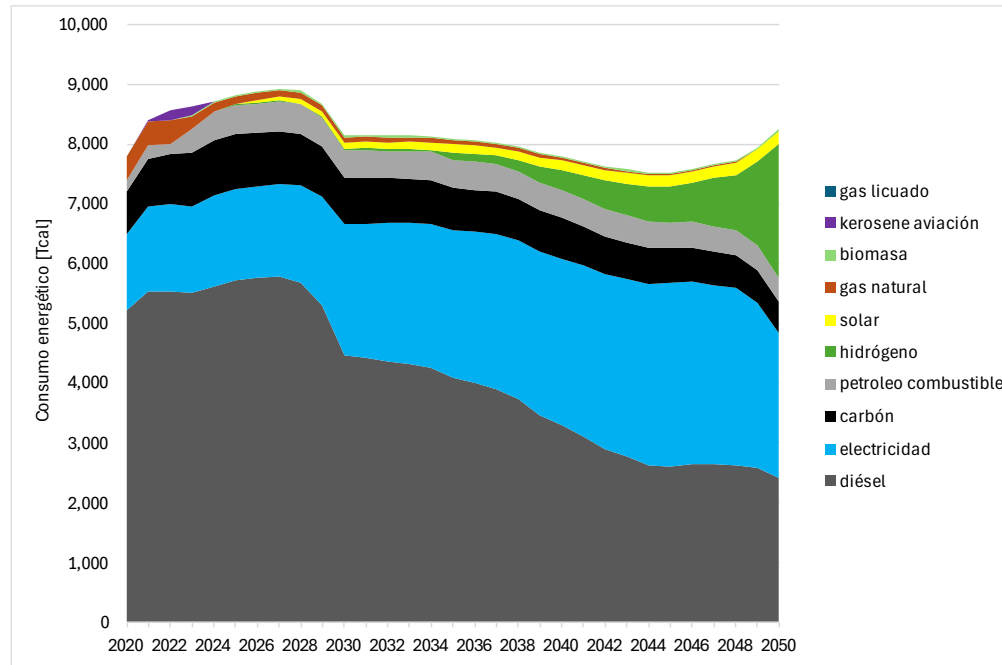


Figura 30: Consumo energético de minas varias, salitre y hierro, escenario CN1.

#### 5.4.4 Comercio y público

La siguiente figura muestra las proyecciones del sector comercial y público (comercial/institucional en el INGEI) obtenidas en esta consultoría para los escenarios CN2, CN1, PSM Base, PSM\* y nueva Base 2030-2050. De la revisión de los anteproyectos PSM no se identificaron medidas asociadas al sector comercial, sin embargo, se agregaron medidas de electrificación en el sector comercial en la que se reemplaza consumo diésel del uso final motriz por electricidad y se reemplaza calefacción en base a gas natural y licuado por electricidad. El detalle se puede ver en el anexo. Adicionalmente se aumenta la ambición de estas medidas en el escenario CN2.

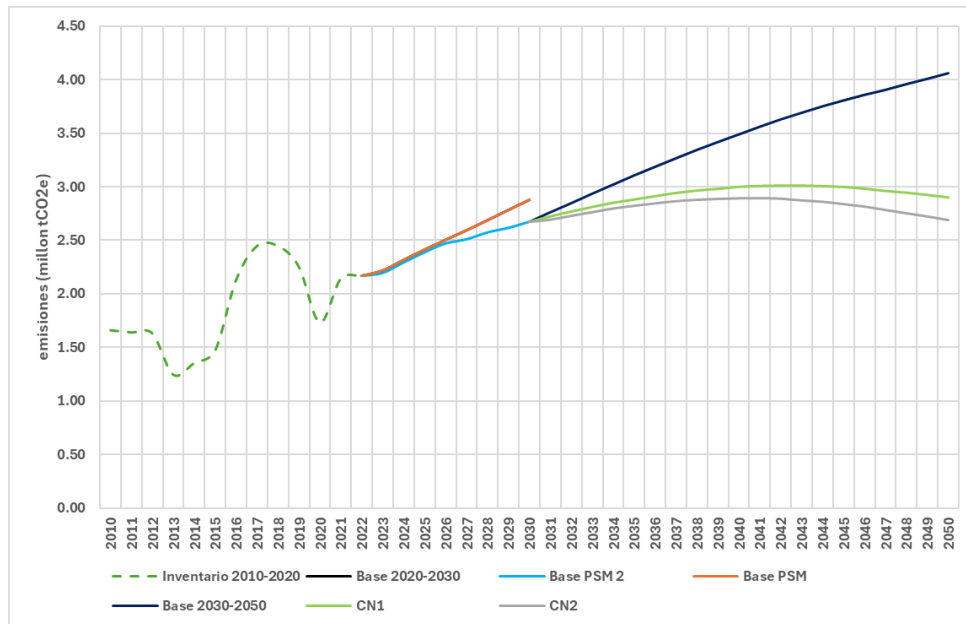


Figura 31: Proyección de emisiones del sector comercial y público.

Del análisis realizado se concluye que este sector presenta un rápido crecimiento, lo cual proyecta un aumento acelerado de las emisiones (asociado casi completamente al sector comercial, el sector público en la historia reciente ha presentado disminución en sus emisiones), las medidas incorporadas en este informe logran cambiar la trayectoria futura alcanzando una reducción de 1,2 MMtCO<sub>2</sub>e en 2050 en el escenario CN.

#### 5.4.5 Residencial

La siguiente figura muestra las proyecciones del residencial para los escenarios CN1, PSM Base, PSM\* y nueva Base 2030-2050. Las medidas consideradas son: electrificación de usos finales (calefacción, cocción y agua caliente sanitaria), sistemas solares térmicos (SST), actualización de la reglamentación térmica, reacondicionamiento térmico de viviendas vulnerables y calefacción distrital.

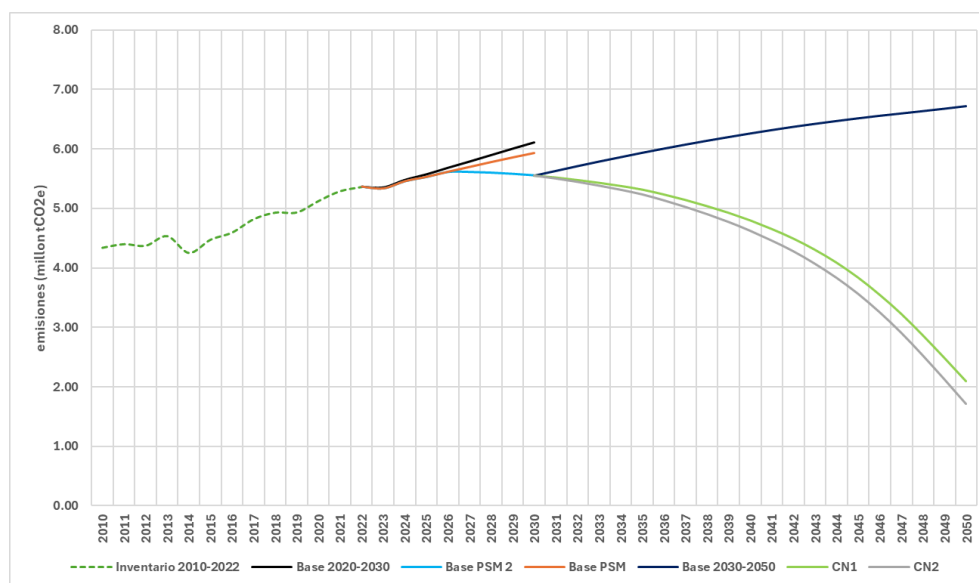


Figura 32: Proyección de emisiones del sector residencial.

Del gráfico se observa una disminución de 4,6 millones de tCO<sub>2e</sub> en el año 2050. En cuanto a las medidas de electrificación impulsadas por el MEN, las proyecciones se basaron en curvas logísticas que presentan un comportamiento casi exponencial. Esto implica que dichas medidas tienen un impacto significativo en el muy largo plazo, pero un efecto limitado en el corto y mediano plazo, lo cual explica la forma de la curva observada en el escenario PSM.

En contraste, los escenarios PSM 2 y CN1 ajustan las trayectorias a corto plazo de la electrificación de la calefacción a una trayectoria lineal, logrando así una mayor reducción de emisiones hacia 2030 (trayectoria celeste). En resumen, la diferencia entre la curva naranja (plan sectorial) y la curva celeste (plan sectorial modificado) consiste en un cambio en la trayectoria de implementación de tal forma que los esfuerzos asociados a esta medida (y que es la que más impacto tiene en las emisiones del sector) comiencen antes de 2030 y aporten en la meta NDC a 2030.

Adicionalmente al análisis de emisiones, se realizó un análisis del consumo de la leña proyectado en cada escenario. De acuerdo con información proporcionada por INFOR existe una cota máxima de consumo de leña en el país. Se estima que esta cota es de aproximadamente 12.450.000 m<sup>3</sup> de leña a partir de 2028. La equivalencia de esta cota en términos energéticos y su comparación con los escenarios proyectados se muestra en la Figura 33.

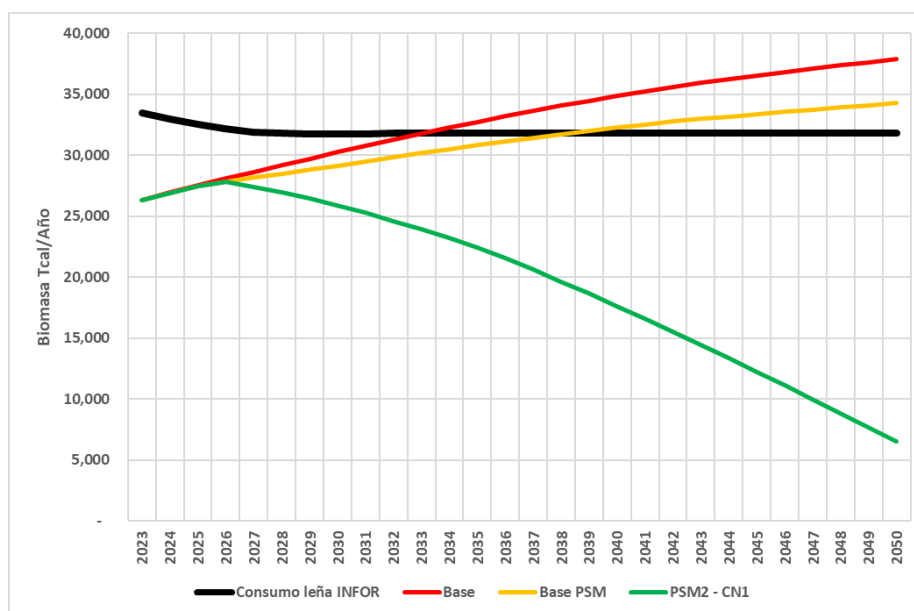


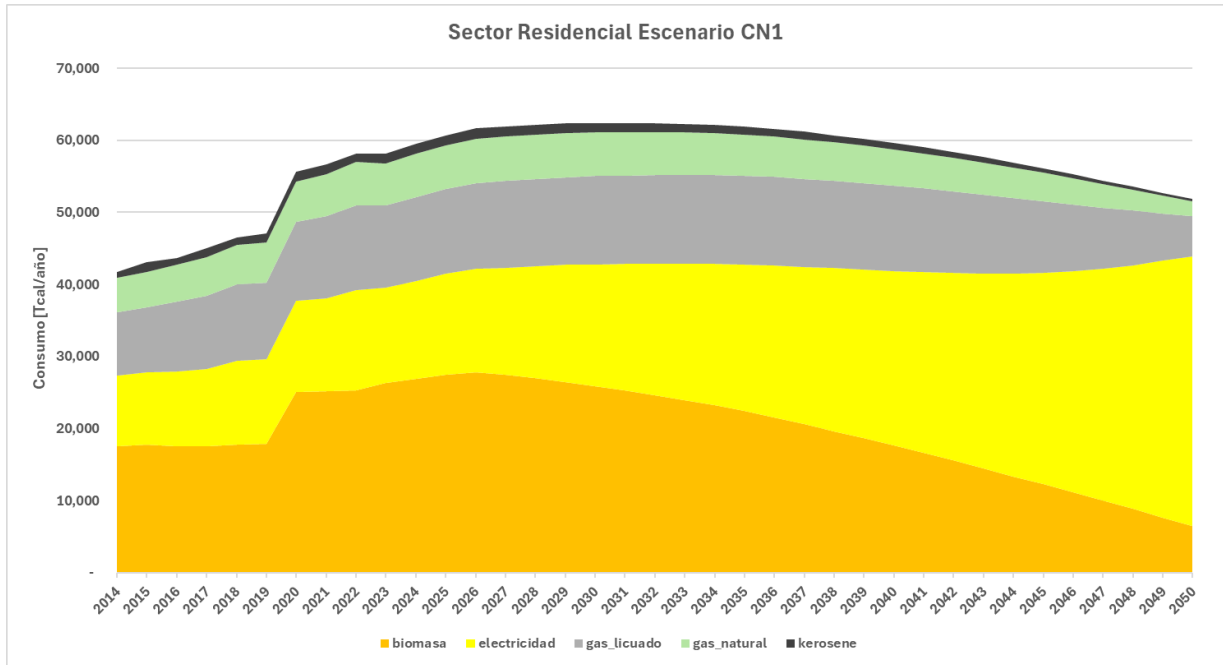
Figura 33: Proyección de consumo energético de biomasa y comparación con límite máximo de INFOR.

Del gráfico se puede concluir que en la proyección del escenario Base (sin esfuerzos) la cota para consumo de biomasa se alcanzaría en 2033, para el escenario Base PSM (solo con los planes sectoriales a la fecha) esta cota se alcanzaría en 2038, con el escenario PSM 2 más las medidas propuestas en el escenario CN1 esta cota nunca se sobrepasaría.

El detalle de los consumos energéticos del sector para el escenario CN se muestran en la Figura 34. Acá se observa el incremento del uso de la electricidad desplazando gas natural, GLP, kerosene y biomasa.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> La discontinuidad que se observa en el gráfico se produce en los datos históricos debido al cambio de metodología del BNE para contabilizar el consumo de leña en el país.





**Figura 34: Consumo energético del sector residencial por energético histórico entre 2014 y 2022 y proyección del escenario CN1 a partir de 2023.**

En la Figura 35 se presenta la trayectoria de los consumos energéticos por uso final en el sector residencial. El gráfico evidencia una reducción en el consumo total de energía, atribuida a la implementación de medidas que mejoran la envolvente térmica de las edificaciones y al incremento en el uso de equipos más eficientes. Entre estos usos, el impacto más significativo de las mejoras en eficiencia se observa en el consumo destinado a calefacción.

La electrificación de la calefacción destaca como una medida clave, ya que desplaza el consumo de fuentes como gas natural, gas licuado, kerosene y biomasa. En particular, la disminución en el uso de biomasa responde a instrumentos de política enfocados en el reemplazo de calefactores, cuyo objetivo principal es reducir las emisiones locales. Esta estrategia también está alineada con las medidas propuestas en el plan de mitigación del Ministerio de Energía que también contempla el reemplazo de la leña en su modelación.

Aunque el impacto de esta medida en las emisiones de CO<sub>2</sub> no es sustancial, se espera una reducción significativa en la emisión de material particulado, generando importantes co-beneficios para la calidad del aire y la salud pública. Como antecedente, las emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O provenientes de la biomasa representan aproximadamente un 20% de las emisiones de GEI del sector residencial (1 MmtCO<sub>2</sub>e) y constituyen la mayor parte de las emisiones de material particulado.

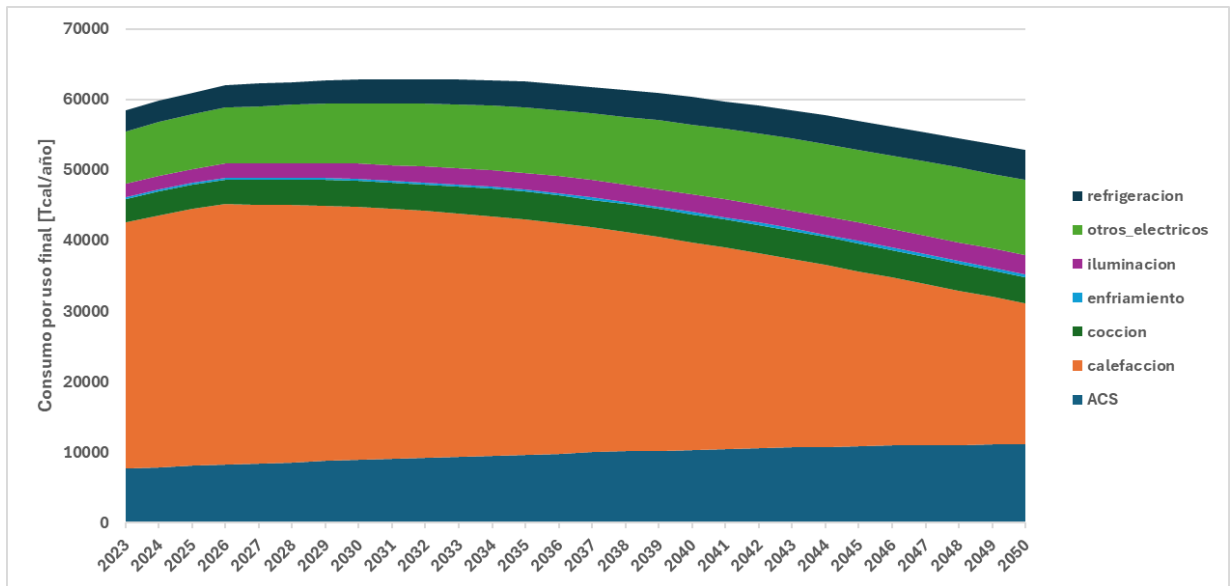


Figura 35: Proyección del consumo energético por uso final del sector residencial para el escenario CN1.

#### 5.4.6 Generación eléctrica

La siguiente figura muestra la proyección de emisiones para el escenario Base 2020-2030, PSM, PSM, Base 2030-2050, CN1 y CN2. Para el periodo 2020-2022, se reportan las emisiones del último inventario. Para los años 2023 y 2024, las emisiones se estiman a partir de los datos de generación real por central y los factores de emisión del INGEI<sup>6</sup>. Los factores de emisión por central se ajustan tomando la operación real y las emisiones reales del año 2022. Como se describe en la sección metodológica, el modelo del sector generación busca aproximarse al despacho real de las centrales. En el mediano y largo plazo se considera la entrada nuevos proyectos utilizando un criterio de optimización de costos totales. Para el periodo 2020-2023 el modelo se calibra tomando en cuenta todas las centrales en operación de ese periodo y tratando de aproximarse al nivel de emisiones reales. A modo de referencia, las emisiones de GEI estimadas por el modelo en el año 2022 fueron 28,5 millones tCO<sub>2e</sub>, mientras que las emisiones reales fueron 26,3 millones tCO<sub>2e</sub>. La diferencia se explica por las diferencias en la estimación del despacho real, lo cual es comprensible debido a las complejidades asociadas a la representación de la demanda y la operación reales de las centrales.

<sup>6</sup> Se consideraron los datos de generación real disponibles hasta octubre de 2024. Para noviembre y diciembre de 2024 se realizó una aproximación.

Para el periodo 2025-2030, las simulaciones se hicieron suponiendo que la cuota de energías renovables alcanza un 82% en el año 2030 para el escenario Base PSM, lo cual es consistente con la meta de la política energética de alcanzar al menos 80% de energías limpias hacia el año 2030. Esa cuota se incrementa a un 86% para el escenario Base PSM\* en el año 2030.

Si bien las emisiones del sector generación eléctrica se contabilizan de manera separada de las emisiones de los sectores industriales, residenciales, etc. es importante mencionar que, para lograr estas metas, se necesita que los clientes libres y regulados avancen en la contratación de suministro a partir de fuentes renovables. En efecto, a la fecha distintas empresas ya han firmado contratos de suministros con fuentes 100% renovables de manera de reducir sus emisiones indirectas o huella de alcance 2<sup>7</sup>. La plataforma RENOVA del Coordinador Eléctrico permite llevar un registro de los contratos de suministros 100% renovables.

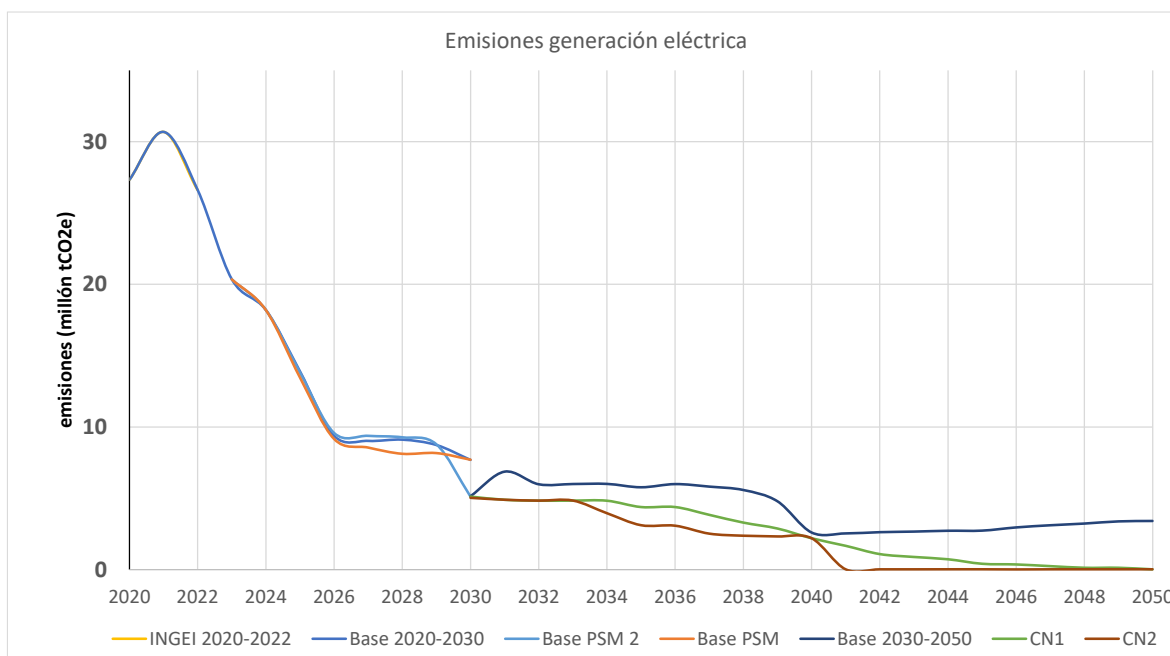


Figura 36: Proyección de emisiones del sector generación eléctrica para los distintos escenarios evaluados.

<sup>7</sup> Ver por ejemplo: <https://www.codelco.com/prensa/2024/codelco-asegura-100-de-suministro-de-energia-renovable-para-2030>, <https://intranet.aminerals.cl/Noticias/Detalle/2168>, <https://www.bhp.com/es/about/the-future-is-here>, <https://www.cmp.cl/compania-minera-del-pacifico-operara-con-energia-100-renovable-a-partir-de-2026>

Para el periodo 2030-2050, el escenario CN1 considera como medidas de mitigación que al año 2040 se retiran (o reconvierten) todas las centrales carbón y al año 2050 se logra la carbono neutralidad de este sector, lo cual es consistente con la meta de la política energética de alcanzar un 100% energías cero emisiones al 2050 en generación eléctrica. Las fechas de retiro de las centrales a carbón corresponden a las fechas indicadas en el Plan de Descarbonización (Ministerio de Energía, 2024).

Por su parte, el escenario CN2 supone en el año 2035 se retiran todas las centrales carbón y la meta de alcanzar 100% de energías limpias se adelanta al año 2040. Este adelantamiento es coherente con los análisis que han planteado estudios previos. Por ejemplo, en la Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada (Coordinador Eléctrico, 2024) se plantea alcanzar un sistema 100% renovable al 2030.

La siguiente figura muestra la proyección de generación eléctrica para los distintos escenarios evaluados. La generación eléctrica en el año 2030 del escenario PSM y PSM\* es mayor que el Caso Base 2020-2030 en 8168 GWh y 12396 GWh debido a la implementación de medidas de mitigación asociadas a la electrificación de los usos finales. En el largo plazo esta diferencia se incrementa, la generación del escenario CN1 es de 177.116 GWh versus 126.881 GWh del escenario Base 2030-2050.

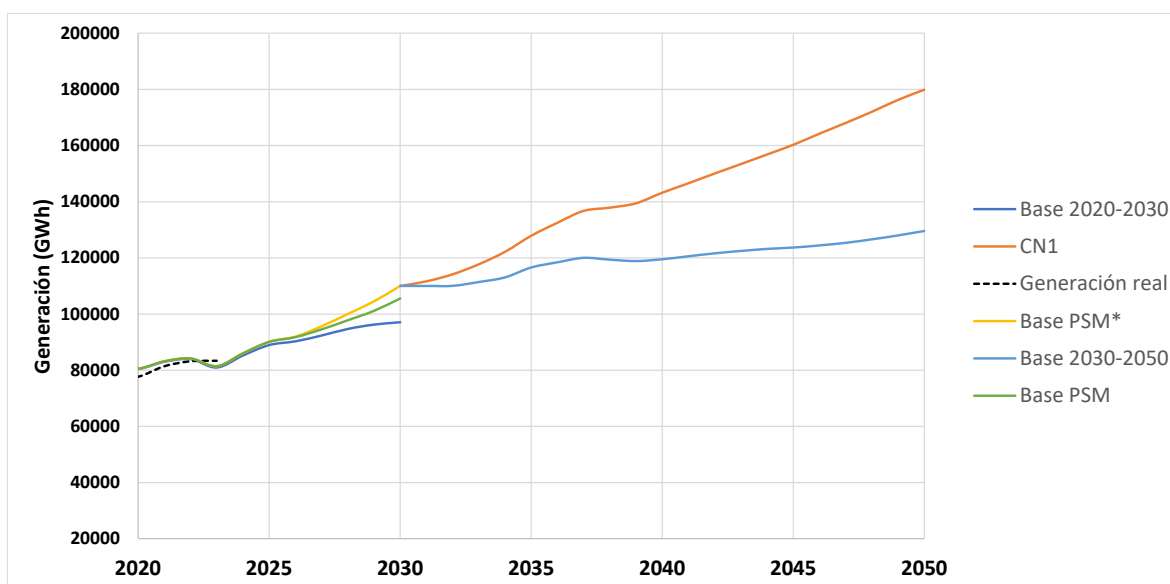


Figura 37: Generación eléctrica por escenario

La siguiente figura muestra la proyección de la generación eléctrica por tipo de fuente para el Caso Base 2020-2030 (figura superior), Caso Base PSM\* (periodo 2020-2030, figura inferior) y CN 1 (periodo 2030-2050, figura inferior). De acuerdo a la metodología descrita,

la proyección de la matriz se realiza utilizando un modelo de optimización que minimiza el costo de inversión y operación para el horizonte de evaluación. Los resultados muestran que la expansión de la matriz se realiza principalmente a partir de energía eólica, solar fotovoltaica, solar CSP y sistemas de almacenamiento BESS. La línea punteada destaca los cortes temporales al año 2030 y 2035.

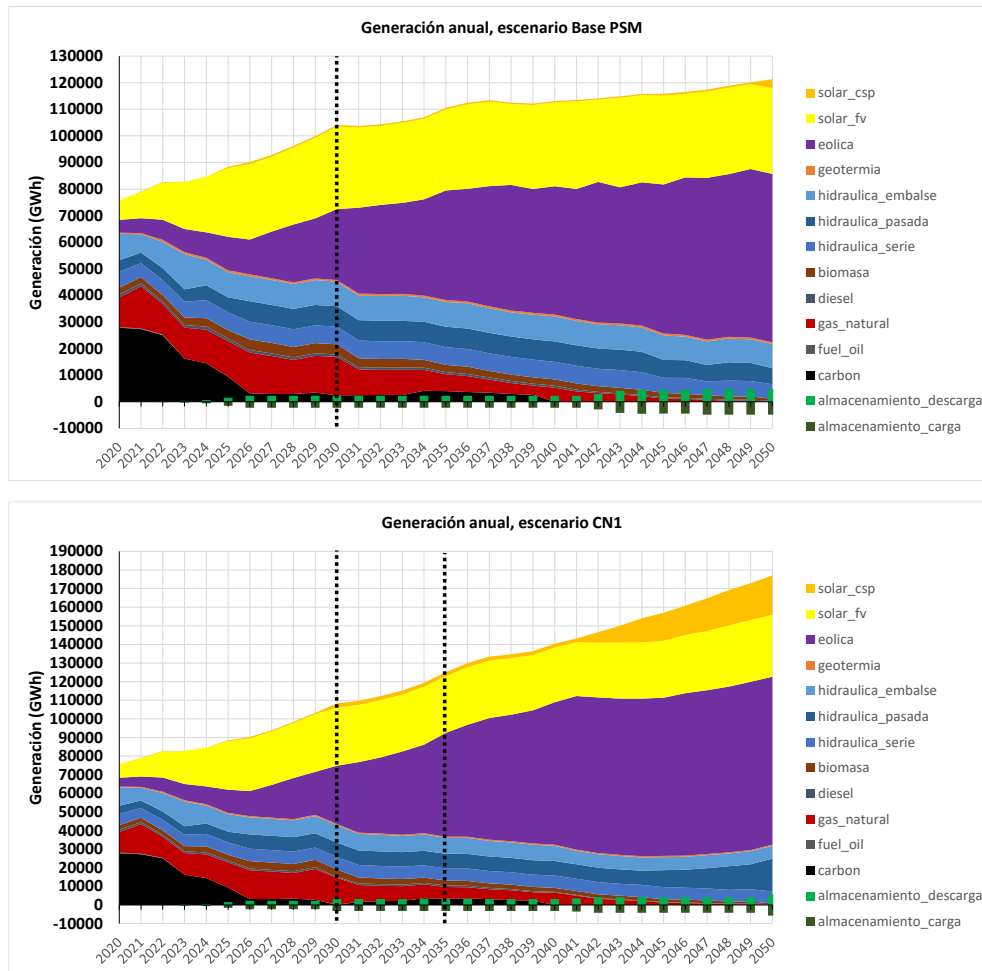


Figura 38: Proyección de la matriz de generación eléctrica para el escenario Base 2020-2030 (figura superior) y escenario PSM\* (periodo 2020-2030) y CN1 (periodo 2030-2050). Cifras en GWh.

La figura anterior muestra que la generación eólica podría tener un rol fundamental en el proceso de descarbonización de la matriz eléctrica. Gran parte de este potencial eólico se encuentra en el sur de Chile, en las regiones VIII y X región (incluida la zona de Chiloé). Debido a potenciales limitaciones que podría tener el desarrollo de esta tecnología, se

realizó una sensibilidad limitando la potencia instalada eólica, pero manteniendo las cuotas de participación de generación renovable y obteniendo una proyección de emisiones de GEI similar al escenario CN1. Las limitaciones se podrían explicar por dificultades para seguir desarrollando líneas de transmisión en el sur de Chile, dificultades con las comunidades locales, incertidumbre en el costo de inversión que haga más atractiva otras tecnologías, entre otras razones. La siguiente figura muestra los resultados de esta sensibilidad en comparación con el caso original. Al limitar el desarrollo de generación eólica, aumenta la participación de generación solar fotovoltaica, sistemas de almacenamiento BESS y centrales CSP.

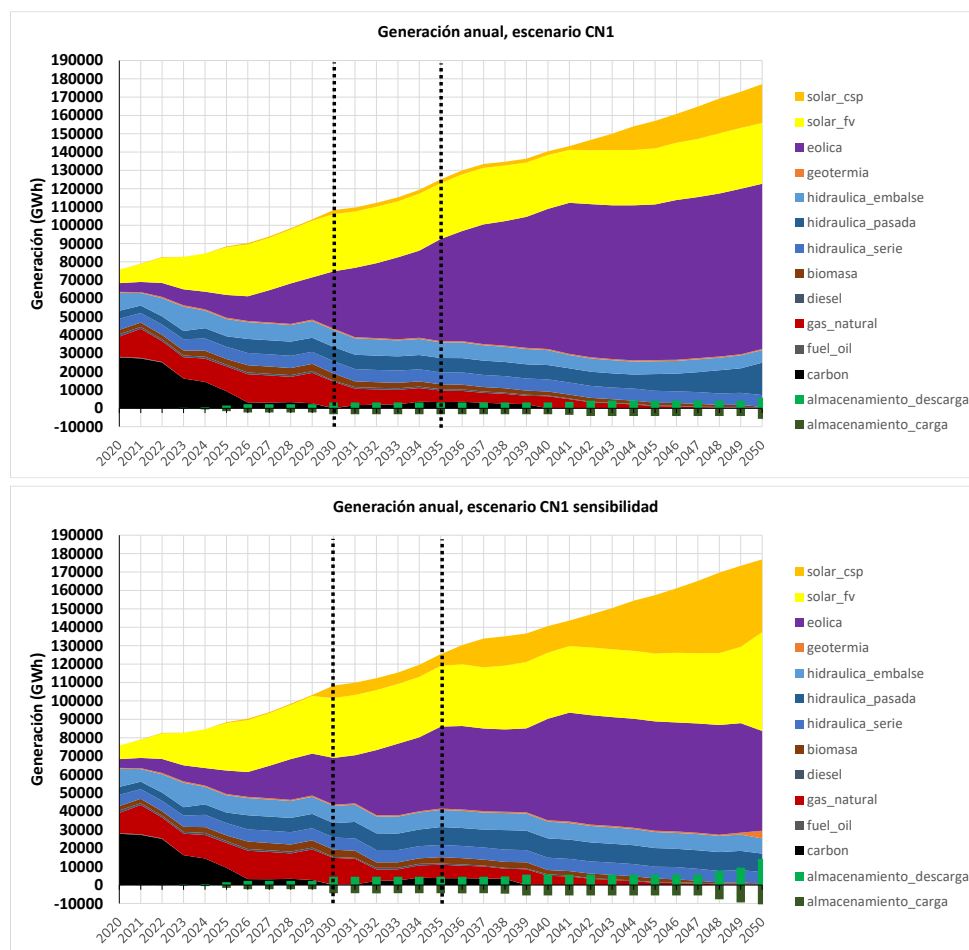


Figura 39: Proyección de la matriz de generación para el CN1 y sensibilidad asociada. Cifras en GWh.

La siguiente figura muestra la proyección de la potencia instalada para el escenario PSM, PSM\* y CN1 y la sensibilidad asociada a este último. Como se comentaba anteriormente, para la sensibilidad evaluada, al limitar un aumento de la participación eólica se proyecta

un aumento de la generación solar fotovoltaica, sistema de almacenamiento tipo BESS y aumento de la generación con CSP.

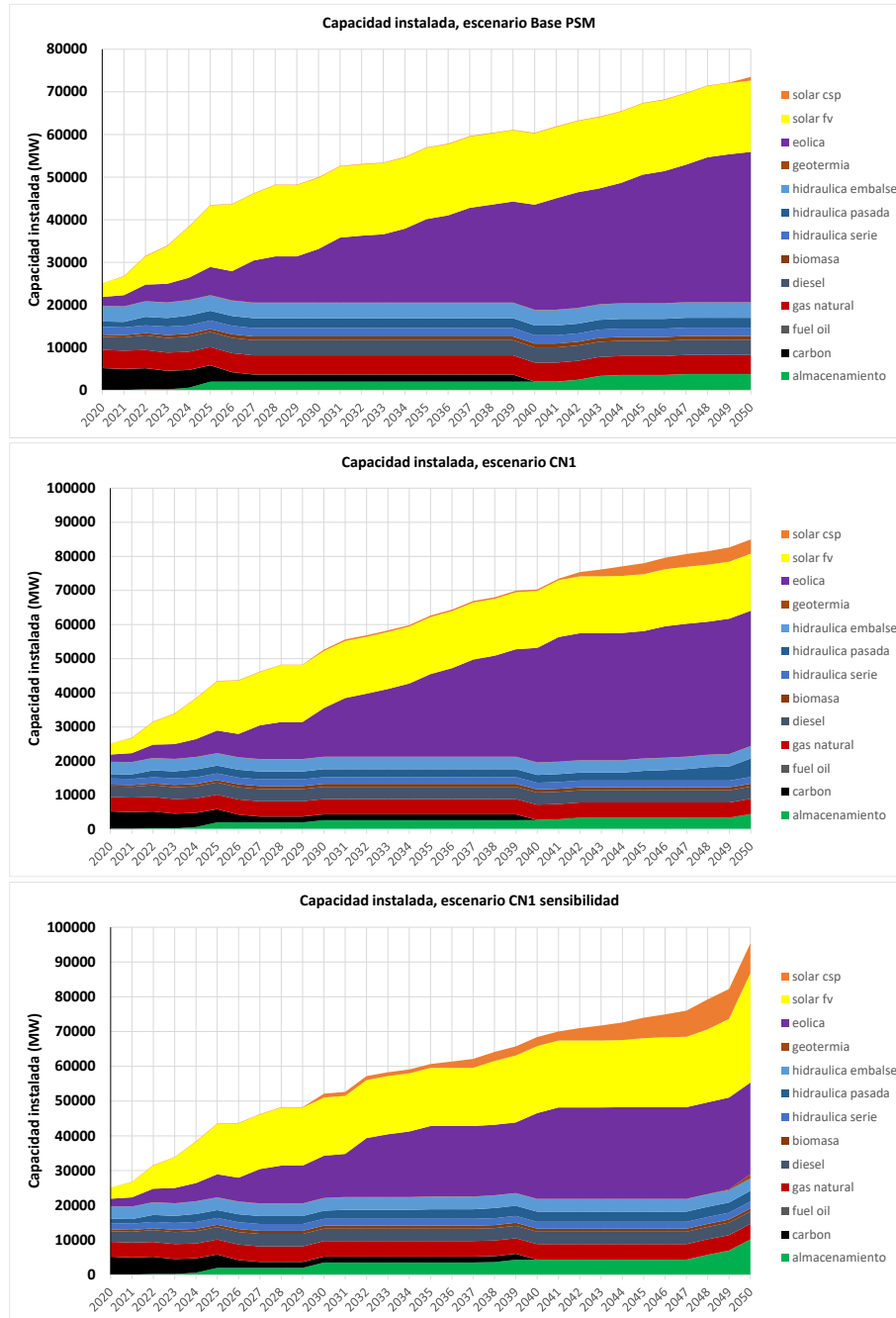


Figura 40: Proyección de la potencia instalada para escenario Base PSM, Base PSM\* y CN1

La siguiente tabla muestra la proyección de potencia instalada para los escenarios PSM, CN1 y la sensibilidad realizada a este escenario (CN1 S1) para los años 2030, 2025 y 2050. Las

primeras 3 columnas muestran la cuota de participación de energías renovables para estos mismos años. Además de la sensibilidad CN1 S1, se evaluaron 2 sensibilidades adicionales. La sensibilidad CN1 S2 tiene una menor participación de BESS que CN1 en el año 2030 y 20235, pero una mayor participación de centrales CSP. La sensibilidad CN1 S3 tiene una menor participación de BESS que CN1 S2 en el año 2050, pero una mayor participación de centrales CSP. Todas estas sensibilidades tienen niveles de emisión similares a los propuestos para los escenarios PSM\* y CN1.

Es importante destacar que las simulaciones finales de este estudio se hicieron considerando el escenario CN1 S1 debido a la mayor participación de sistemas de almacenamiento en comparación con el escenario CN1 original, lo cual podría ser un escenario factible de ocurrir dada la gran cantidad de proyectos tipo BESS que se han estado evaluando en el último tiempo.

Tabla 7: Proyección de potencia instalada para los distintos escenarios y sensibilidades del escenario CN1.

Escenario	Cuota ER			Potencia instalada 2030 (MW)				Potencia instalada 2035 (MW)				Potencia instalada 2050 (MW)			
	2030	2035	2050	Eólica	FV	CSP	BESS	Eólica	FV	CSP	BESS	Eólica	FV	CSP	BESS
PSM	83%	90%	100%	12.566	16.707	110	2.022	19.588	16.707	110	2.022	35.251	16.707	865	3.801
<b>CN1</b>	<b>86%</b>	<b>92%</b>	<b>100%</b>	<b>14.266</b>	<b>16.707</b>	<b>435</b>	<b>2.672</b>	<b>24.245</b>	<b>16.707</b>	<b>435</b>	<b>2.672</b>	<b>39.680</b>	<b>16.707</b>	<b>4.196</b>	<b>4.423</b>
<b>CN1 S1</b>	<b>86%</b>	<b>91%</b>	<b>100%</b>	<b>12.166</b>	<b>16.707</b>	<b>1.110</b>	<b>3.542</b>	<b>20.292</b>	<b>16.707</b>	<b>1.110</b>	<b>3.542</b>	<b>26.391</b>	<b>31.431</b>	<b>8.610</b>	<b>10.190</b>
CN1 S2	86%	90%	100%	12.866	16.707	1.091	2.381	20.292	16.707	1.110	2.381	26.391	31.443	8.610	10.190
CN1 S3	86%	90%	100%	12.866	16.707	1.089	2.385	20.292	16.707	1.110	2.385	26.391	19.899	10.110	5.534



## 5.5 Medidas de mitigación

### 5.5.1 Resumen de resultados

La siguiente tabla muestra el resumen de la reducción de emisiones directas e indirectas de las distintas medidas analizadas. Se presenta la reducción acumulada entre 2020-2030 y la reducción en los años 2035 y 2050. Los intervalos representan los resultados según escenarios CN1 y CN2.

Tabla 8: Reducción de emisiones por medidas. Reducción acumulada entre 2020-2030 y la reducción en los años 2035 y 2050. Cifras en millón tCO<sub>2e</sub>.

Sector	Medida	2020-2030		2035		2050	
		Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta
Transporte	Electromovilidad – vehículos livianos (estándar y prohibición de ventas)	2,48	-0,14	[2,45 – 2,57]	-0,07	[10,81 – 11,28]	0
	Electromovilidad – vehículos livianos (transformación de vehículos a combustión a EV)	3,3	-0,19	1,19	-0,03	[0 - 0,31]	0
	Electromovilidad – vehículos medianos	0,6	-0,03	[1,37 – 1,69]	[-0,04 - - 0,05]	[6,38 – 7,26]	0
	Buses eléctricos RM	2,01	-0,48	0,51	-0,02	0,52	0
	Buses eléctricos regiones	0,08	-0,01	0,2	-0,01	0,5	0
	Taxis eléctricos	0,82	-0,07	0,65	-0,02	1,21	0
	Electromovilidad – camiones livianos y medianos	2,8	-0,32	0,23	-0,02	0,97	0
	Estándar de rendimiento en vehículos pesados	0	0	0	0	5,24	0
	Diésel renovable en transporte de larga distancia	0,07	0	0,34	0	1,34	0
	Cambio modal a bicicleta	1,14	0	0,46	0	1,28	0

Sector	Medida	2020-2030		2035		2050	
		Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta
	Cambio modal a metro	0,13	-0,03	0,03	0	0,03	0
	Cambio modal a trenes	0,08	-0,11	0,03	-0,02	0,03	0
	Uso de SAF en transporte aéreo	0,09	0	0,84	0	5,21	0
	Uso de combustibles cero emisiones en transporte marítimo	0	0	0	0	1,24	0
Residencial	Fomento al uso de energía solar para agua caliente sanitaria (ACS)	0,1	0	[0,02-0,1]	0	[0,07-0,45]	0
	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - calefacción eléctrica	0,99	-0,35	0,51	-0,09	2,36	0
	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - cocción eléctrica	0,06	-0,02	0,06	-0,01	0,5	0
	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - Electrificación de ACS	0,11	-0,08	0,01	0,001	1,45	0
	Energía distrital	0	0	0,01	0	0,03	0
	Implementación de la actualización de la reglamentación térmica	0,25	0,01	0	0	0,13	0
	Reacondicionamiento térmico de viviendas vulnerables	0,12	0,004	0,02	0	0,1	0
Comercial	Fomento a la calefacción eléctrica	0,34	-0,08	0,09	-0,01	0,46	0

Sector	Medida	2020-2030		2035		2050	
		Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta
	en el sector comercial.						
	Fomento a la energía eléctrica en usos motrices en el sector comercial.	0,3	-0,02	[0,13 – 0,20]	-0,005	[0,69 – 0,91]	0
Industria	Electrificación de usos térmicos.	1,4	-0,55	0,14	-0,03	[0,9 – 2,69]	0
	ERNC en usos térmicos.	0,97	0	0,09	0	[0,42 – 1,07]	0
	Hidrógeno en usos térmicos.	0,25	0	0,04	0	0,36	0
	Electrificación de usos motrices.	1,25	-0,13	0,37	-0,02	1,07	0
	Hidrógeno en usos motrices.	0	0	0,01	0	0,34	0
Minería	Camiones CAEX sustentables – minería del cobre	1,41	0	0,2	-0,01	4,72	0
	Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX – minería del cobre	0,74	0	0,23	0	0,29	0
	Electrificación de usos térmicos.	0,03	-0,01	0,01	0	0,01	0
	Electrificación de usos motrices.	1,03	-0,12	0,12	-0,01	[0,6 – 0,68]	0
	Hidrógeno en usos motrices.	0	0	0	0	[0,4 – 0,49]	0
Generación eléctrica	Descarbonización de la matriz de generación	6,4	No aplica	1,7	No aplica	2,4	No aplica

La siguiente figura muestra la contribución de cada sector a la reducción de emisiones del escenario CN1 con respecto al escenario Base 2030-2050.

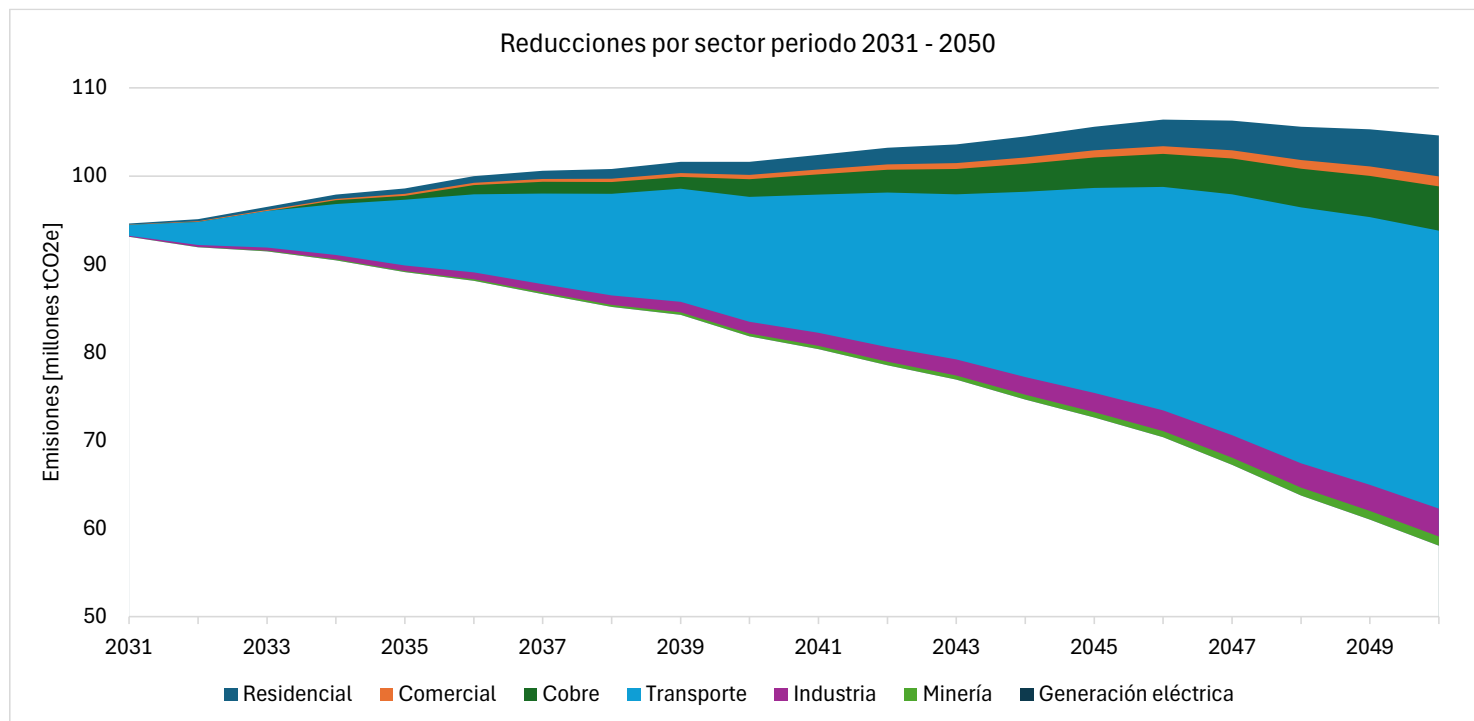


Figura 41: Reducción de emisiones por medida.

## 5.5.2 Medidas agrupadas

En la siguiente tabla se muestra la agrupación de medidas que presentan sinergias entre ellas. Es decir, que la mitigación combinada es diferente que la mitigación de las medidas individuales.

Sector	Medida	2020-2030		2035		2050	
		Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta
Residencial	Reducción de emisiones en calefacción domiciliaria (Reacondicionamiento térmico, reglamentación térmica, calefacción eléctrica y calefacción distrital)	1,36	-0,37	0,54	-0,11	2,61 (2,62 en suma individual)	0
Transporte	Reducción de emisiones por	7,51 (7,13 en	-0,45	3,61	-0,09	11,43 (12,15 en	0

Sector	Medida	2020-2030		2035		2050	
		Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta
	cambios modales y electromovilidad en vehículos livianos	suma individual)	(-0,47 en suma individual)	(4,16 en suma individual)	(-0,12 en suma individual)	suma individual)	
	Reducción de emisiones por cambios modales y electromovilidad en vehículos medianos	2,12 (1,95 en suma individual)	-0,16 (-0,17 en suma individual)	1,57 (1,89 en suma individual)	-0,04 (-0,06 en suma individual)	8 (7,72 en suma individual)	0
	Reducción de emisiones por cambios modales y electromovilidad en buses	5,2 (3,44 en suma individual)	-0,62 (-0,63 en suma individual)	0,89 (1,23 en suma individual)	-0,03 (-0,05 en suma individual)	1,88 (2,36 en suma individual)	0
Industria	Reducción de emisiones en usos motrices (electrificación e hidrógeno en usos motrices)	1,25	-0,13	0,45 (0,38 en suma individual)	-0,01 (-0,02 en suma individual)	1,15 (1,41 en suma individual)	0
	Reducción de emisiones en usos térmicos (electrificación, hidrógeno y ERNC en usos térmicos)	2,58	-0,55	0,35 (0,27 en suma individual)	-0,03	2,22 (1,68 en suma individual)	0
Minería	Reducción de emisiones en usos motrices (electrificación e hidrógeno en usos motrices)	1,03	-0,13	0,23 (0,12 en suma individual)	0	0,73 (1 en suma individual)	0

### 5.5.3 Análisis de sinergias

#### 5.5.3.1 Sector residencial

En el sector residencial se identificaron cuatro medidas que interactúan entre sí en el cálculo de emisiones. Al aplicarse simultáneamente, estas medidas generan una reducción menor en comparación con los resultados obtenidos al implementarlas de manera individual. Las medidas consideradas son: calefacción eléctrica, reglamentación térmica, reacondicionamiento térmico de viviendas vulnerables y calefacción distrital.

El análisis conjunto de estas medidas revela un incremento del 0,22% en las emisiones del sector para el presupuesto 2020-2030, del 0% en 2035 y del 0,11% en 2050. Esto equivale a una diferencia de 0,04 MMtCO<sub>2</sub>e para el periodo 2025-2050. Por lo tanto, se concluye que las sinergias en el sector residencial tienen un efecto marginal en comparación con las reducciones estimadas al evaluar cada medida de forma individual en la subsección anterior.

#### 5.5.3.2 Sector transporte

En el sector transporte, existen sinergias entre las medidas de electromovilidad y el traspaso modal. El traspaso modal hacia el uso de bicicletas modifica la demanda de vehículos livianos, medianos y buses, de acuerdo con el modelo de demanda empleado en el Plan Sectorial de Mitigación del Ministerio de Energía. Asimismo, según el Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, el traspaso modal hacia el metro reduce la demanda de vehículos livianos, taxis, motos y buses, mientras que el traspaso hacia trenes disminuye la demanda de vehículos livianos.

Una menor demanda de vehículos implica una menor reducción de emisiones atribuible a la electromovilidad, y viceversa: una mayor adopción de la electromovilidad conlleva una menor reducción de emisiones derivada del traspaso modal. El análisis del efecto simultáneo e individual de estas medidas está pendiente de revisión.

En el transporte de carga, también se identifican sinergias. Bajo el supuesto de que los camiones y tractocamiones nuevos reemplazan exclusivamente a vehículos diésel, y que las participaciones de las tecnologías no se solapan, las medidas de electromovilidad, ventas de vehículos cero emisiones (hidrógeno) y diésel renovable no generan un impacto adicional en la reducción de emisiones.

#### 5.5.3.3 Sector industria y minería

En los sectores de industria y minería, existe una sinergia entre los Sistemas de Gestión de Energía (SGE) y las medidas que fomentan el uso de fuentes energéticas como electricidad

y energías renovables no convencionales (ERNC), así como combustibles bajos en emisiones (diésel renovable) y cero emisiones (hidrógeno). El análisis del efecto simultáneo e individual de estas medidas está pendiente de revisión, condicionado a la corrección de los supuestos relacionados con la implementación de los SGE.

Otra sinergia se identifica en las medidas simultáneas que buscan sustituir combustibles fósiles por electricidad, hidrógeno y ERNC (como la energía solar). Mientras las participaciones de estas tecnologías no se superpongan (como ocurre en los escenarios modelados, donde no se superponen), no se genera un impacto adicional en las reducciones de emisiones atribuidas a cada medida.

## 6 Análisis de sensibilidad

Esta actividad tiene como objetivo elaborar un análisis de sensibilidad en relación a un número acotado de variables claves. El equipo consultor utilizará una aproximación de la metodología *Robust Decision Making* (RDM) desarrollada en el estudio previo “Opciones para lograr la carbono-neutralidad en Chile: una evaluación bajo incertidumbre” para el BID y el MMA. La metodología desarrollada tenía como objetivo realizar recomendaciones para garantizar el cumplimiento del NDC ante condiciones de incertidumbre. En este contexto, se analizan múltiples posibles futuros de manera de proyectar distintos escenarios de proyección de emisiones tomando en cuenta las siguientes variables.

- Trayectorias alternativas del PIB.
- Trayectorias alternativas de proyecciones de producción industrial (cobre, acero, cemento, etc.).
- Sensibilidades con respecto a parámetros claves como intensidad de procesos, leyes de minerales, condiciones hidrológicas, etc.
- La sustitución o respuesta a un comportamiento negativo o de bajo impacto de alguna medida de mitigación. Se analizarán distintos niveles de implementación de las medidas de manera de reflejar potenciales atrasos (o adelantos) en la implementación estas medidas.
- Necesidades de mitigación para la carbono neutralidad 2050, en relación al criterio para contabilidad el impacto de las absorciones. Por ejemplo, se supondrán distintos escenarios de captura para estimar las emisiones netas.

A continuación, se presentan los resultados considerando incertidumbre en la proyección del PIB y producción de cobre.

### 6.1 Sensibilidad del crecimiento del PIB

La siguiente figura muestra la tasa de crecimiento de PIB considerada en la evaluación de los escenarios, junto con sus bandas inferior y superior, las que se utilizarán como sensibilidad.



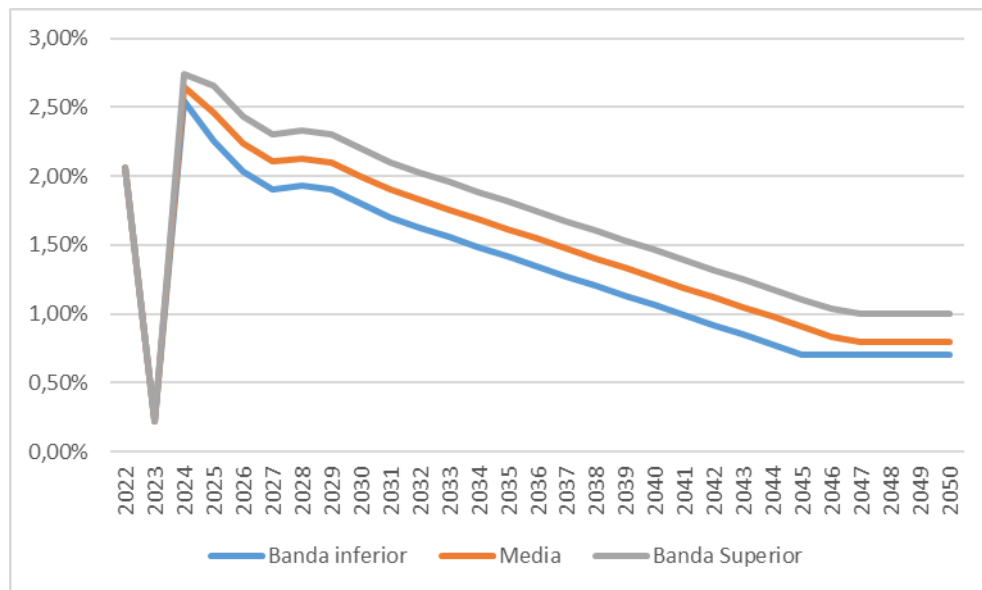


Figura 42: Proyección del PIB. Fuente: Ministerio de Hacienda y Ministerio del Medio Ambiente.

## 6.2 Sensibilidad producción de cobre

En el caso de la producción de cobre, como se vio previamente, Cochilco (2024) presenta su proyección al año 2034 considerando escenarios de proyección mínima, máxima y esperada. Además, se dispone de una proyección interna (no publicada de Cochilco) al año 2042, cuya tendencia se mantiene al año 2050, considerando las mismas bandas superiores e inferiores que se utilizarán en el análisis de sensibilidad.

En la siguiente figura se muestra la sensibilidad de las emisiones del sector cobre con respecto a los escenarios proyectados de producción de cobre. Las diferencias simuladas entregan un rango de incertidumbre de [6,1; 8,0] millón tCO<sub>2e</sub> en 2030, [4,6; 6,3] millón tCO<sub>2e</sub> en 2035 y [1; 1,3] millón de tCO<sub>2e</sub> en 2050. La producción de cobre es el principal driver de la demanda energética del sector por lo que la incertidumbre en la proyección de la producción del mineral tiene un gran impacto en la proyección de las emisiones.

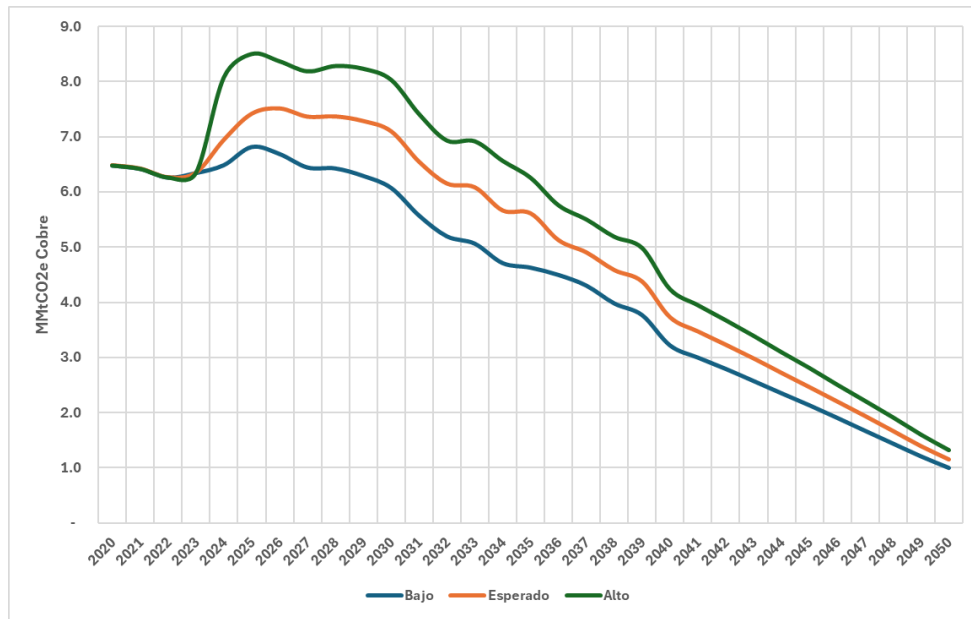


Figura 43 Proyección de las emisiones del sector cobre en el escenario CN1 para escenarios bajo, esperado y alto de la producción de Cobre.

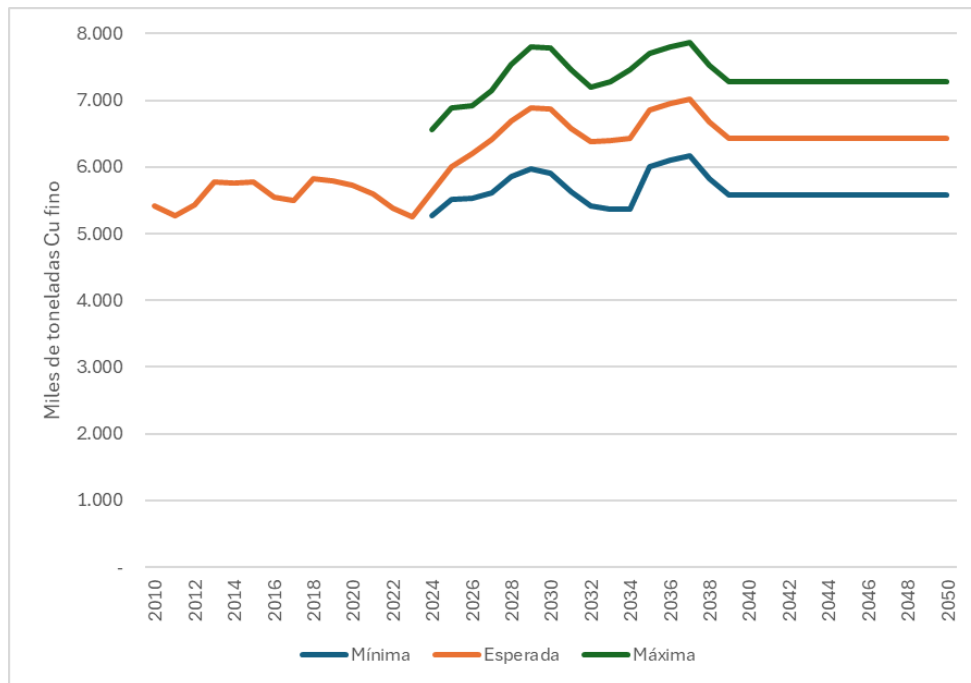


Figura 44: Producción de cobre mina 2010-2023 y proyección periodo 2024 – 2050, a nivel nacional. Fuente: Cochilco (2024) y elaboración propia.

### 6.3 Sensibilidad por cierre siderúrgica Huachipato

La empresa Siderúrgica Huachipato, ubicada en la región del Biobío produce aproximadamente el 63% del acero nacional, tal como se presenta la siguiente figura. En el último tiempo, la empresa ha visto dificultades económicas producto de la competencia de costos con el acero proveniente de China, lo que ha significado el cierre de operación temporal y correcciones significativas en el mercado nacional. Para el año 2025, existe la posibilidad de que la empresa cierre sus operaciones, por lo que se evalúa su efecto en las emisiones de GEI.

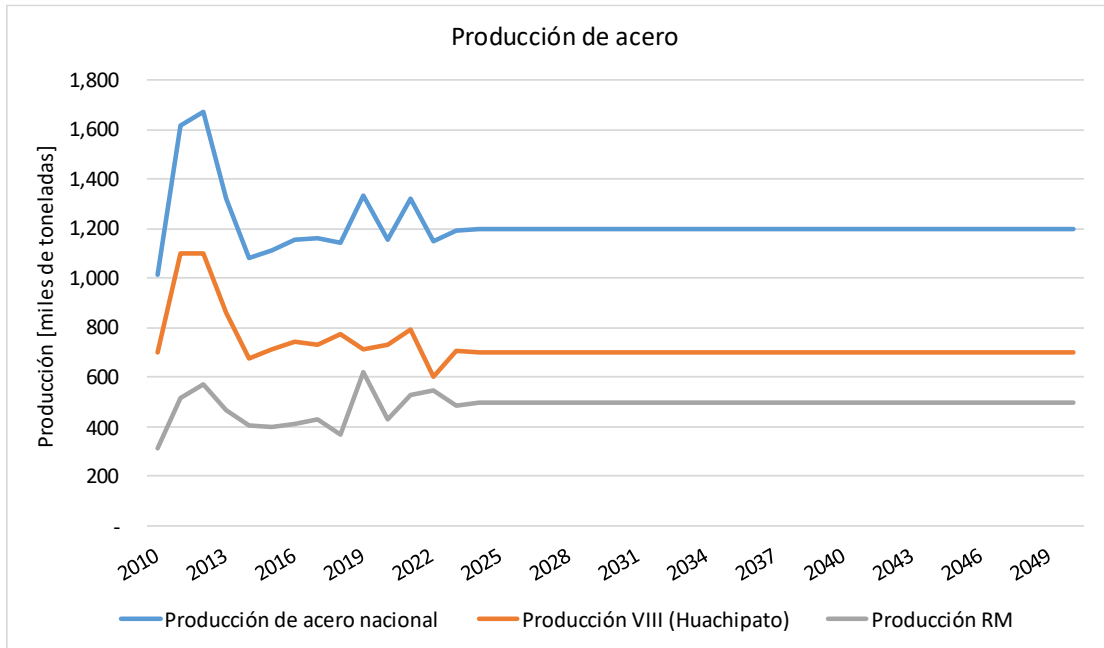


Figura 45: Producción de acero a nivel nacional y por regiones.

Según el Balance Nacional de Energía, la empresa siderúrgica de Huachipato posee grandes consumos de carbón y coque mineral, para su uso y transformación en gas de coque y gas de alto horno, respectivamente. En la Figura 46 se presentan las emisiones respecto al caso base y en escenario con cierre de operaciones de la empresa Siderúrgica Huachipato. La reducción de emisiones es de 2.04 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente.

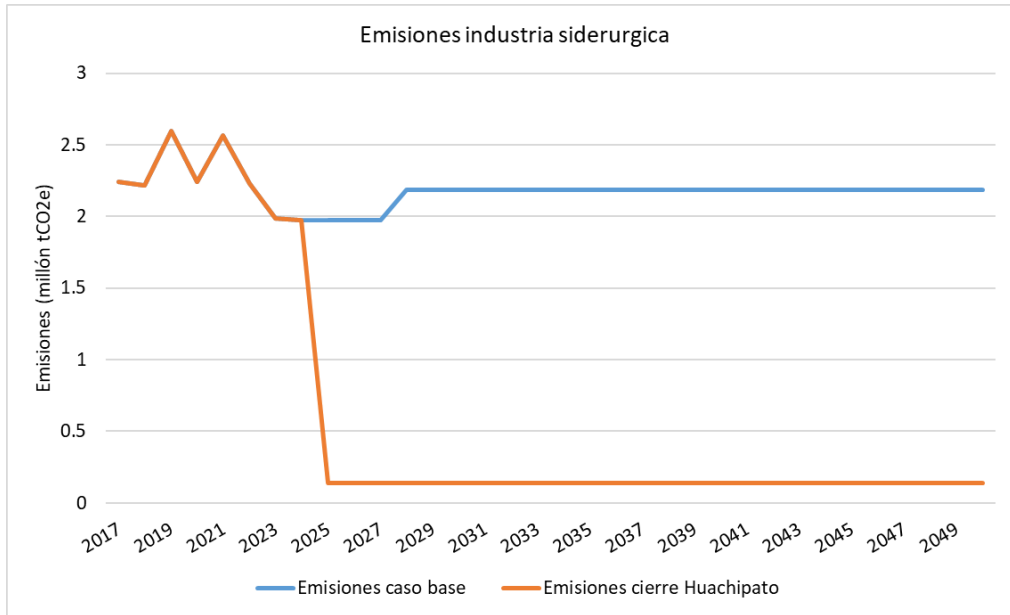


Figura 46: Emisiones de la industria siderúrgica según escenario.

Se observa una diferencia importante de emisiones, lo cual se debe a dos factores: la predominancia en la producción de acero en la octava región, y el uso de gas de coque y gas de alto horno exclusivo de la región. En la siguiente figura se presenta el consumo energético del escenario con cierre de operaciones, donde se evidencia la magnitud de los consumos de carbón, coque mineral y otros combustibles propios de la empresa siderúrgica Huachipato.

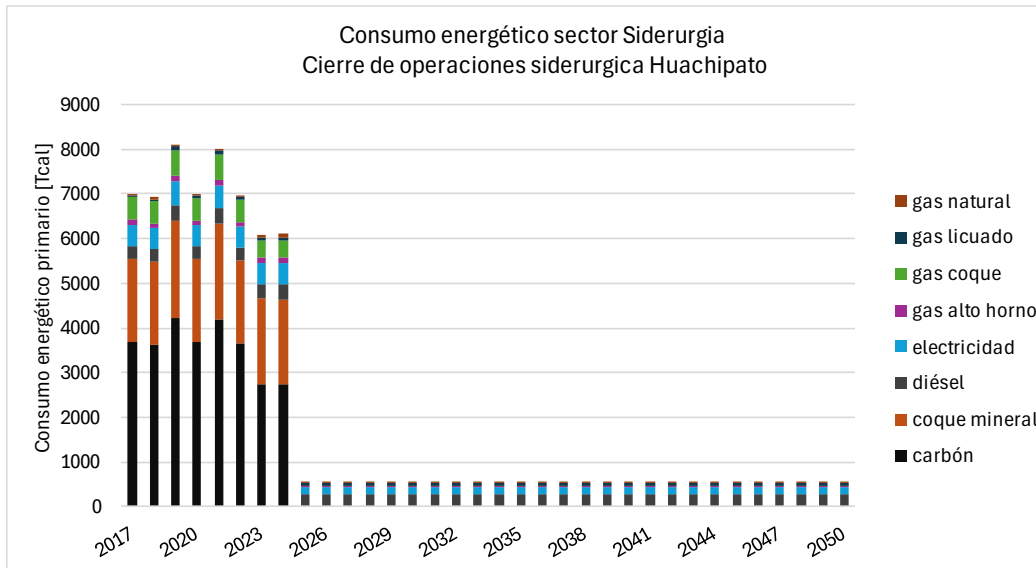


Figura 47: Consumo energético sector siderurgia, escenario con cierre de operaciones de Siderúrgica Huachipato.

## 6.4 Resultados a nivel nacional

La siguiente figura muestra el rango de incertidumbre de las emisiones (escenario PSM\* y CN1) considerando los rangos de variación de la producción del cobre y la proyección del PIB. En el año 2030 se estima un rango de incertidumbre entre -1,3 y 2,2 millones tCO<sub>2e</sub>, mientras que en el año 2035 este rango es de -1,9 y 2,7 millones tCO<sub>2e</sub>.

El rango superior está definido por el escenario de PIB Alto y producción de cobre Alta, mientras que el rango inferior está definido por el escenario de PIB Bajo y producción de cobre Bajo.

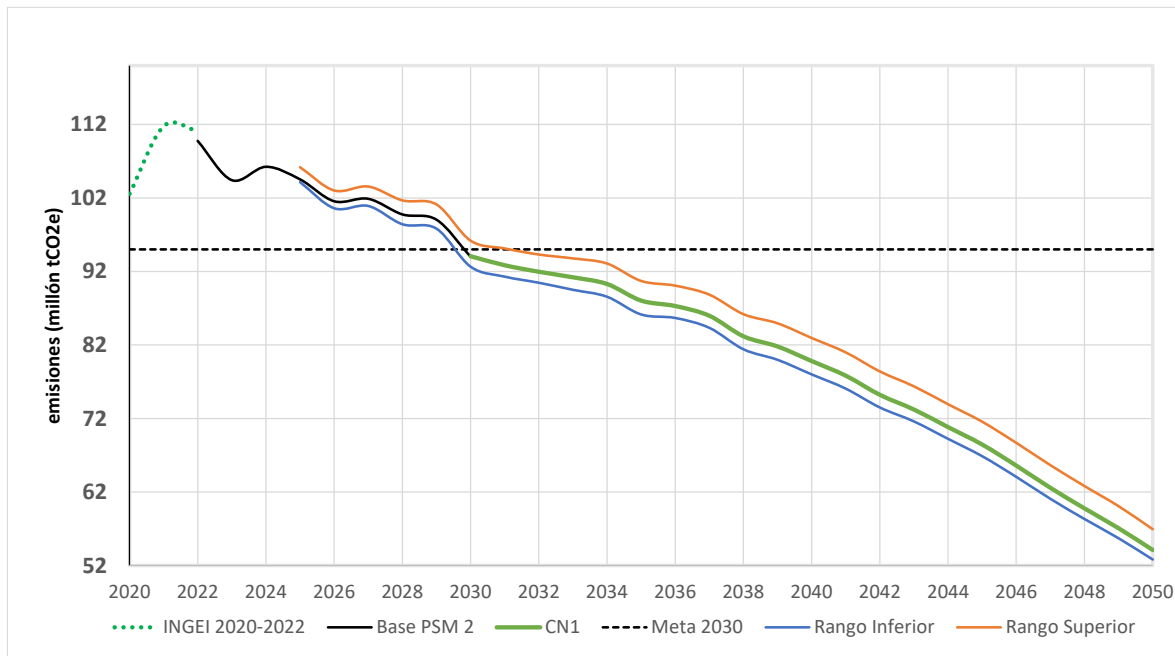


Figura 48: Proyección de emisiones considerando incertidumbre en el PIB y producción de cobre.

## 7 Análisis de costos

Esta actividad tiene como objetivo desarrollar los análisis de costos de cada medida. Para cada medida de mitigación se estiman los costos de inversión anual o CAPEX; y los costos de operación y mantenimiento anual (u OPEX). La evaluación de las medidas de mitigación se realizará considerando una línea base con respecto a la cual se estimarán las diferencias de CAPEX y OPEX. A partir de estas diferencias se podrán estimar los beneficios o costos de implementación de la medida. A su vez, a partir de las diferencias de CAPEX y OPEX se estimarán los indicadores de costos de abatimiento considerando una o más tasas de descuento (social o privada) a definir en común acuerdo con la contraparte técnica. Los costos de abatimiento y curvas de abatimiento se presentarán para distintos años del horizonte de evaluación.

El equipo consultor realizará un levantamiento de información de fuentes nacionales para caracterizar el CAPEX y OPEX de cada medida. En caso de no existir referencias nacionales, se utilizarán referencias internacionales para la estimación de los CAPEX y OPEX. Aquellos beneficios o costos difíciles de estimar cuantitativamente se analizarán cualitativamente.

El equipo consultor también hará estimaciones de los costos totales (CAPEX y OPEX) de los escenarios evaluados. De esta forma, la contraparte técnica contará con el impacto económico agregado de las implicaciones de los escenarios evaluados en el contexto de este estudio.

### 7.1 Supuestos generales

En esta sección se detallan los supuestos utilizados para los cálculos de costos asociados a las medidas de mitigación analizadas en este estudio. Los valores monetarios de referencia considerados son los siguientes:

- Año de referencia para el cálculo del valor presente: 2025
- Tasa de descuento: 5,5 %<sup>8</sup>
- Tipo de cambio: 950 CLP/USD
- UF: 38.200 CLP

---

<sup>8</sup> Base en “Precios Sociales” del Sistema Nacional de Inversiones (2024), en: Chrome extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://sni.gob.cl/storage/docs/Informe\_precios\_sociales\_2024\_SNI-Chile.pdf

Para determinar los precios de los combustibles, se empleó la metodología desarrollada en la actualización del proceso PELP realizada por el consultor. Esta metodología se basa en modelos econométricos que correlacionan el precio internacional de los combustibles con su precio a nivel nacional, descontando impuestos y costos de distribución.

La referencia internacional utilizada fue el Annual Energy Outlook 2023 de la EIA, considerando las siguientes series: *Gas Price at Henry Hub* para el gas natural, *Crude Oil: Brent Spot* para los combustibles derivados del petróleo crudo y *Coal at Minemouth* para el precio del Carbón. Los otros energéticos como la biomasa y la electricidad se mantuvieron constantes. El escenario de proyección utilizado es el *Reference Case*.

La referencia para realizar el ajuste a nivel nacional se obtuvo directamente de las estadísticas de hidrocarburos a nivel nacional publicada por la CNE, el precio de la electricidad a nivel domiciliario se obtuvo de la información de tarifas de Enel, el precio de la electricidad para la industria se obtuvo del Precio Medio de Mercado publicado por la CNE y el precio de la biomasa de información publicada por INFOR utilizando como precio de referencia el de la ciudad de Valdivia. Para los precios de la industria se utiliza como referencia los precios informados por las generadoras eléctricas en los informes de precios de nudo publicados por la CNE.

Para todos los precios se utiliza el valor real referenciado a 2024.

Los valores resultantes para 2023, 2030, 2035 y 2050 para cada energético se muestra en la tabla. Los energéticos terminados en I&M son los precios considerados para grandes industrias (como el sector cobre), la electricidad BT1 corresponde a clientes regulados (sector CPR por ejemplo), la electricidad PMM corresponde al valor de referencia de clientes libres (industria y minería).

Tabla 9: Precios de los energéticos utilizados en este estudio en unidades físicas.

Energético	Unidad	2023	2030	2035	2050
Gasolina motor	USD2024/lt	1,37	1,34	1,36	1,39
Diesel	USD2024/lt	1,12	1,11	1,13	1,16
Kerosene	USD2024/lt	1,23	1,21	1,23	1,28
GLP	USD2024/kg	1,96	1,99	2,02	2,07
Gas Natural	USD2024/m3	1,84	1,85	1,87	1,89
Biomasa	USD2024/m3 st	73,7	73,7	73,7	73,7
Electricidad BT1	USD2024/MWh	147	147	147	147
Diesel I&M	USD2024/ton	1108	988	1022	1084
Carbon I&M	USD2024/ton	138	170	183	210
Fuel Oil I&M	USD2024/ton	810	797	829	886

Energético	Unidad	2023	2030	2035	2050
Gas Natural I&M	USD2024/dam3	551	395	420	444
Electricidad PMM	USD2024/MWh	87	91	91	91

En la tabla de abajo se muestran los precios expresados en Tcal y se agregan los energéticos faltantes, los cuales se obtienen directamente del Plan Sectorial del Ministerio de Energía (no se tiene el año de referencia para estos energéticos).

Tabla 10: Precios de los energéticos utilizados en este estudio en Tera calorías.

Energético	Unidad	2023	2030	2035	2050
Gasolina motor	USD2024/Tcal	179640	176799	178880	182480
Diesel	USD2024/Tcal	131377	130659	132674	136277
Kerosene	USD2024/Tcal	147518	144451	147523	153046
GLP	USD2024/Tcal	174240	176578	179124	183769
Gas Natural	USD2024/Tcal	211269	213239	214691	217256
Biomasa	USD2024/Tcal	47818	47818	47818	47818
Electricidad BT1	USD2024/Tcal	184373	184373	184373	184373
Diesel I&M	USD2024/Tcal	109256	97429	100833	106908
Carbon I&M	USD2024/Tcal	21192	26176	28184	32259
Fuel Oil I&M	USD2024/Tcal	79954	78658	81803	87415
Gas Natural I&M	USD2024/Tcal	63441	45512	48308	51127
Electricidad PMM	USD2024/Tcal	125193	130587	130587	130587
Diésel Renovable	USD2024/Tcal	327769	292288	302500	320724
Jet Kerosene	USD/Tcal	164716	199321	218699	253021
Gasolina Aviación	USD/Tcal	164716	199321	218699	253021
Kerojet HEFA	USD / Tcal	494148	597963	656097	759063
Kerojet Sintético	USD / Tcal	658864	797284	874796	1012084
Hidrógeno (Zona Norte)	USD/Tcal	261710	205986	166164	120742
Hidrógeno (Zona Centro)	USD/Tcal	261710	228276	172551	126419
Coque Mineral	USD/Tcal	8896	8817	8863	8826
Biogás	USD/Tcal	8896	8817	8863	8826
Coque de Petróleo	USD/Tcal	8896	8817	8863	8826
Gas Corriente	USD/Tcal	8896	8817	8863	8826
Alquitrán	USD/Tcal	8896	8817	8863	8826
Gas de Refinería	USD/Tcal	8896	8817	8863	8826
Gas de Coque	USD/Tcal	8896	8817	8863	8826

Los indicadores para realizar el análisis de costo son los siguientes:



- **Δ CAPEX [MMUSD]:** Corresponde a la diferencia de gasto capital entre el escenario Base 2020-3030 y el escenario PSM\* en el periodo 2025-2035, y a la diferencia de gasto capital entre el escenario Base 2030-2050 y CN1 para el periodo 2031-2035 y 2031-2050. El CAPEX calculado corresponde a las diferencias de las inversiones anualizadas traídas a valor presente (2025) a tasa de descuento social.
- **Δ OPEX [MMUSD]:** Corresponde a la diferencia de gasto operacional entre el escenario Base 2020-2030 y el escenario PSM\* en el periodo 2025-2035 y a la diferencia de gasto operacional entre el escenario Base 2030-2050 y CN1 para el periodo 2031-2035 y 2031-2050. El OPEX calculado corresponde a los costos (o ahorros) anuales traídos a valor presente (2025) a tasa de descuento social.
- **Δ VAN [MMUSD]:** Es la suma del CAPEX y el OPEX.
- **Δ Mitigación [MMtCO<sub>2e</sub>]:** Mitigación de tCO<sub>2e</sub> acumulada total de la medida en el periodo de tiempo correspondiente.
- **Costo de abatimiento:** Costo en USD de mitigar cada tonelada de CO<sub>2e</sub> de la medida.

## 7.2 Análisis sectoriales

### 7.2.1 Sector residencial

#### Supuestos de inversión

En el caso del sector Residencial, se han utilizado los valores de costos de inversión unitarios las medidas de los PSM (2024) de Energía y Ciudades. Para las medidas asociadas a la mejora de la envolvente térmica asociada al reacondicionamiento térmico y a la reglamentación térmica se considera un costo de 190 UF/viviendas. Para la medida de calefacción distrital se considera un costo de 1.078.125 USD/MW de acuerdo con los supuestos utilizados en el PSM de Energía. Para los costos de recambio de equipos eléctricos se consideraron costos de 600USD para calefacción eléctrica tipo Split, 1.200 USD para el SST 400 USD para equipos de cocción eléctrica y 500 USD para equipos de ACS eléctrica.

#### Resultados

Tabla 11: Indicadores de costos para las medidas del sector residencial en el periodo 2025-2030.

2025-2030					
Medida	Δ CAPEX [MMUSD]	Δ OPEX [MMUSD]	Δ VAN [MMUSD]	Δ Mitigación [MMtCO <sub>2e</sub> ]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2e</sub> ]
Fomento al uso de energía solar para agua caliente sanitaria (ACS)	24	-62	-38	0.10	-395

2025-2030					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - calefacción eléctrica	400	-207	194	0.69	283
Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - cocción eléctrica	2	-17	-15	0.05	-314
Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - Electrificación de ACS	3	-3	1	0.05	14
Energía distrital	4	-2	2	0.00	1376
Implementación de la actualización de la reglamentación térmica	879	-207	672	0.25	2641
Reacondicionamiento térmico de viviendas vulnerables	391	-92	299	0.11	2723
<b>Total</b>	<b>1703</b>	<b>-589</b>	<b>1115</b>	<b>1.25</b>	<b>895</b>

Entre 2025 y 2030 se estima un incremento de inversión de 1703 MMUSD con un ahorro operacional de 589 MMUSD en el periodo.

Tabla 12: Indicadores de costos para las medidas del sector residencial en el periodo 2031-2035

2031-2035					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Fomento al uso de energía solar para agua caliente sanitaria (ACS)	14	-25	-11	0.05	-226
Electrificación de fuentes energéticas	492	-243	248	1.24	201

2031-2035					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
para usos residenciales - calefacción eléctrica					
Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - cocción eléctrica	3	-31	-28	0.14	-200
Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - Electrificación de ACS	0	0	0	0.01	9
Energía distrital	46	-18	28	0.02	1208
Implementación de la actualización de la reglamentación térmica	0	0	0	0.00	
Reacondicionamiento térmico de viviendas vulnerables	187	-42	145	0.07	2154
<b>Total</b>	<b>742</b>	<b>-359</b>	<b>382</b>	<b>1.52</b>	<b>251</b>

Entre 2031 y 2035 se estima un incremento de inversión de 742 MMUSD con un ahorro operacional de 359 MMUSD en el periodo.

Tabla 13: Indicadores de costos para las medidas del sector residencial en el periodo 2031-2050

2031-2050					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Fomento al uso de energía solar para agua caliente sanitaria (ACS)	115	-215	-100	0.69	-144
Electrificación de fuentes energéticas para usos	4614	-2350	2264	22.56	100

2031-2050					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
residenciales - calefacción eléctrica					
Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - cocción eléctrica	43	-472	-428	3.97	-108
Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - Electrificación de ACS	96	-93	3	3.97	1
Energía distrital	392	-150	242	0.31	787
Implementación de la actualización de la reglamentación térmica	2578	-420	2158	1.18	1823
Reacondicionamiento térmico de viviendas vulnerables	1711	-374	1337	0.97	1378
<b>Total</b>	<b>9548</b>	<b>-4072</b>	<b>5476</b>	<b>33.66</b>	<b>163</b>

Entre 2031 y 2050 se estima un incremento de inversión de 9548 MMUSD con un ahorro operacional de 4072 MMUSD en el periodo.

Como principales conclusiones del análisis de costos del sector residencial, se puede señalar que las medidas más costo-efectivas son aquellas destinadas a reemplazar el uso de combustibles fósiles contaminantes y costosos, como el GLP y el gas natural. Entre estas destacan las medidas de Sistemas Solares Térmicos (SST) para Agua Caliente Sanitaria (ACS), la electrificación de la cocción y, en menor medida, la electrificación del ACS.

Por otro lado, la medida de electrificación de la calefacción no resulta costo-efectiva debido a que la biomasa es un combustible considerablemente más económico en comparación con sus alternativas. Focalizando esta medida en sustituir solamente GLP, gas natural y kerosene se tendrían mejores números en el análisis económico, pero se reduciría el impacto de la medida en la emisión de gases contaminantes, en especial de material particulado.

En cuanto a las medidas menos costo-efectivas, estas corresponden a las relacionadas con la mejora de la envolvente térmica de las viviendas. Su alto costo, que asciende a aproximadamente 190 UF por vivienda, contrasta con el ahorro energético esperado, que se estima en un 30%. Además, estas medidas no están dirigidas a un tipo específico de energético, lo que implica que gran parte de los ahorros corresponden a biomasa, un combustible barato y con bajas emisiones de CO<sub>2</sub>e.

## 7.2.2 Sector comercial

### Supuestos de inversión

En el caso del sector Comercial se han abordado las medidas Fomento a la calefacción eléctrica en el sector comercial y Fomento a la energía eléctrica en usos motrices en el sector comercial. En el caso de la calefacción eléctrica se consideraron los costos de un proyecto de calefacción en base a bombas de calor ([https://oa.upm.es/65467/1/TFM\\_ELENA\\_GARCIA\\_RAMOS.pdf](https://oa.upm.es/65467/1/TFM_ELENA_GARCIA_RAMOS.pdf)) y en el caso de los usos motrices se hizo la comparación entre Grúas Horquilla Diesel y Eléctricas ([https://jacforklift.cl/productos/?wfilter=1&woolentor\\_product\\_cat=gruas-electricas](https://jacforklift.cl/productos/?wfilter=1&woolentor_product_cat=gruas-electricas))

### Resultados

Tabla 14: Indicadores de costos para las medidas del sector comercial en el periodo 2025-2030

2025-2030					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Fomento a la calefacción eléctrica en el sector comercial.	53	-80	-26	0.22	-122
Fomento a la energía eléctrica en usos motrices en el sector comercial.	3	-73	-70	0.28	-247
<b>Total</b>	<b>56</b>	<b>-152</b>	<b>-96</b>	<b>0.50</b>	<b>-193</b>

Entre 2025 y 2030 se estima un incremento de inversión de 56 MMUSD con un ahorro operacional de 152 MMUSD en el periodo.

Tabla 15: Indicadores de costos para las medidas del sector comercial en el periodo 2031-2035

2031-2035					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Fomento a la calefacción eléctrica en el sector comercial.	55	-83	-28	0.23	-119
Fomento a la energía eléctrica en usos motrices en el sector comercial.	3	-72	-69	0.36	-190
<b>Total</b>	<b>58</b>	<b>-154</b>	<b>-96</b>	<b>0.59</b>	<b>-162</b>

Entre 2031 y 2035 se estima un incremento de inversión de 55 MMUSD con un ahorro operacional de 154 MMUSD en el periodo.

Tabla 16: Indicadores de costos para las medidas del sector comercial en el periodo 2031-2050

2031-2050					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Fomento a la calefacción eléctrica en el sector comercial.	558	-854	-296	4.31	-69
Fomento a la energía eléctrica en usos motrices en el sector comercial.	31	-765	-734	6.52	-113
<b>Total</b>	<b>589</b>	<b>-1619</b>	<b>-1030</b>	<b>10.83</b>	<b>-95</b>

Entre 2031 y 2050 se estima un incremento de inversión de 589 MMUSD con un ahorro operacional de 1619 MMUSD en el periodo.

Las medidas de electrificación en el sector comercial son costo-efectivas, ya que reemplazan combustibles cuyo costo por unidad de energía es comparable al de la energía eléctrica. Sin embargo, las tecnologías eléctricas ofrecen una mayor eficiencia, lo que las convierte en una opción económicamente atractiva para la inversión.

### 7.2.3 Sector minería del cobre

#### Supuestos de inversión

En el caso de la minería del cobre se analizaron las medidas de camiones sustentables y el uso de diésel renovable. Para esta última no se suponen costos de inversión, solo un cambio en el precio del combustible. Dada la incertidumbre en los costos de inversión de las tecnologías se va a realizar una sensibilidad de costos entre los más baratos y los más caros que han sido levantados en reuniones con el sector y de información levantada en el plan sectorial de mitigación del MEN. En una primera etapa se asumen inversiones de camiones híbridos cuyo costo de *retrofit* podría estar entre 1 y 2 millones de USD y su ahorro en combustible podría estar entre el 20% y el 30%. En una segunda etapa en el largo plazo la reconversión de la flota a una 100% electrificada podría costar unos 6,2 MMUSD por vehículo de acuerdo con el PSM de Energía, pero se cree que este valor podría estar subestimado y el valor real podría ser de un 50% más, por lo que en un peor caso la inversión sería de 10 MMUSD por vehículo. La vida útil del camión considerada es de 12 años.

En resumen, se calcularon dos escenarios de costos: uno optimista y uno pesimista con los valores indicados en la siguiente tabla:

Tabla 17: Supuestos utilizados en el análisis de costos de medida de camiones sustentables en la minería del cobre para un escenario optimista y otro escenario pesimista

Item	Unidad	Escenario Optimista	Escenario Pesimista
Retrofit CAEX híbrido	MMUSD/veh	1	2
Ahorro diésel de camión híbrido	-	30%	20%
Inversión CAEX sustentable	MMUSD/veh	6	10

#### Resultados

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para ambos escenarios y para cada uno de los tres periodos a analizar.

#### Escenario optimista 2025-2030

Tabla 18: Indicadores de costos para las medidas del sector cobre en el periodo 2025-2030 para el escenario optimista

Medida	2025-2030				Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2e</sub> ]
	Δ CAPEX [MMUSD]	Δ OPEX [MMUSD]	Δ VAN [MMUSD]	Δ Mitigación [MMtCO <sub>2e</sub> ]	
Camiones sustentables – minería del cobre	40	-203	-164	1.41	-116

2025-2030					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX	0	400	400	0.74	538
<b>Total</b>	<b>40</b>	<b>197</b>	<b>236</b>	<b>2.15</b>	<b>110</b>

### Escenario pesimista 2025-2030

Tabla 19: Indicadores de costos para las medidas del sector cobre en el periodo 2025-2030 para el escenario pesimista

2025-2030					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Camiones sustentables – minería del cobre	119	-203	-84	1.41	-60
Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX	0	400	400	0.74	538
<b>Total</b>	<b>119</b>	<b>197</b>	<b>316</b>	<b>2.15</b>	<b>147</b>

Entre 2025 y 2030 se estima un incremento de inversión de [40; 119] MMUSD con un costo operacional de 197 MMUSD en el periodo.

### Escenario optimista 2031-2035

Tabla 20: Indicadores de costos para las medidas del sector cobre en el periodo 2031-2035 para el escenario optimista

2031-2035					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Camiones sustentables – minería del cobre	16	-45	-29	0.38	-78
Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX	0	191	191	0.47	411
<b>Total</b>	<b>16</b>	<b>146</b>	<b>162</b>	<b>0.84</b>	<b>192</b>



### Escenario pesimista 2031-2035

Tabla 21: Indicadores de costos para las medidas del sector cobre en el periodo 2031-2035 para el escenario pesimista

2031-2035					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Camiones sustentables – minería del cobre	26	-45	-19	0.38	-51
Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX	0	191	191	0.47	411
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>146</b>	<b>172</b>	<b>0.84</b>	<b>204</b>

Entre 2031 y 2035 se estima un incremento de inversión de [16; 26] MMUSD con un costo operacional de 146 MMUSD en el periodo.

### Escenario optimista 2031-2050

Tabla 22: Indicadores de costos para las medidas del sector cobre en el periodo 2031-2050 para el escenario optimista

2031-2050					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Camiones sustentables – minería del cobre	868	-2819	-1951	39.1	-50
Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX	0	1373	1373	4.7	290
<b>Total</b>	<b>868</b>	<b>-1446</b>	<b>-578</b>	<b>43.9</b>	<b>-13</b>

### Escenario pesimista 2031-2050

Tabla 23: Indicadores de costos para las medidas del sector cobre en el periodo 2031-2050 para el escenario pesimista

2031-2050					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Camiones sustentables – minería del cobre	1446	-2819	-1373	39.1	-35

2031-2050					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX	0	1373	1373	4.7	290
<b>Total</b>	<b>1446</b>	<b>-1446</b>	<b>0</b>	<b>43.9</b>	<b>0</b>

Entre 2031 y 2050 se estima un incremento de inversión de [868; 1446] MMUSD con un ahorro operacional de 1446 MMUSD en el periodo.

En el análisis de costos, se concluye que el uso de diésel renovable no resulta costo-efectivo, ya que incrementa significativamente el costo del combustible para una misma operación. Según los supuestos del PSM de Energía, el costo del diésel renovable podría ser hasta tres veces mayor que el del diésel convencional.

Para el período 2025-2035, la inversión se enfoca en el *retrofit* de camiones, lo que permite un ahorro en el consumo de combustible. De acuerdo con los costos asumidos en este estudio, esta medida resulta costo-efectiva, con costos de abatimiento estimados entre -116 USD/tCO<sub>2</sub>e y -50 USD/tCO<sub>2</sub>e.

A partir de 2035, las inversiones aumentan significativamente debido a la renovación de la flota con soluciones 100% eléctricas. Estas inversiones continúan siendo costo-efectivas gracias a la mejora en la eficiencia del uso de energía eléctrica en comparación con el diésel. En el largo plazo, los costos de abatimiento se estiman entre -50 USD/tCO<sub>2</sub>e y -35 USD/tCO<sub>2</sub>e.

#### 7.2.4 Sector industria y minería (no cobre)

En el caso del sector industria y minería, se han utilizado los valores de costos de inversión unitario las medidas de los PSM (2024) de Energía.

Tabla 24: Indicadores de costos para las medidas del sector industria y minería (no cobre) en el periodo 2025-2030

2025-2030					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Electrificación térmica - industrias	60	370	430	1,2	348
Electrificación térmica - minería	1	5	6	0,1	72
SST - industrias	101	-546	-445	1,6	-285
SST - minería	1	-4	-3	0,1	-24
H2 usos térmicos - industrias	5	152	157	0,3	522
H2 usos térmicos - minería	0	1	1	0,0	26
Electrificación de usos motrices - industrias	7	-274	-267	1,5	-172
Electrificación de usos motrices - minería	1	-47	-45	1,2	-38
Hidrógeno de usos motrices - industrias	0	0	0	0,0	-
Hidrógeno de usos motrices - minería	0	0	0	0,0	-
<b>Total</b>	<b>176</b>	<b>-342</b>	<b>-167</b>	<b>6,1</b>	<b>-27</b>

Entre 2025 y 2030 se estima un incremento de inversión de 176 MMUSD con un ahorro operacional de 342 MMUSD en el periodo, resultando en un VAN negativo y costo de abatimiento de -27 USD/tCO<sub>2</sub>e.

Tabla 25: Indicadores de costos para las medidas del sector industria y minería (no cobre) en el periodo 2031-2035

2031-2035					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Electrificación térmica - industrias	20	249	268	1,0	269
Electrificación térmica - minería	0	2	2	0,1	43

2031-2035					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
SST - industrias	29	-100	-71	0,4	-194
SST - minería	0	-1	-1	0,0	-25
H2 usos térmicos - industrias	5	116	120	0,2	690
H2 usos térmicos - minería	0	0	0	0,0	53
Electrificación de usos motrices - industrias	4	-142	-138	1,1	-126
Electrificación de usos motrices - industrias	0	-19	-18	0,5	-37
Hidrógeno de usos motrices - industrias	0	3	3	0,1	35
Hidrógeno de usos motrices - minería	0	0	0	0,04	6
<b>Total</b>	<b>58</b>	<b>109</b>	<b>167</b>	<b>3,3</b>	<b>50</b>

Entre 2031 y 2035 se estima un incremento de inversión de 58 MMUSD con un costo operacional de 109 MMUSD, resultando en un VAN positivo y costo de abatimiento de 50 USD/tCO<sub>2</sub>e.

Tabla 26: Indicadores de costos para las medidas del sector industria y minería (no cobre) en el periodo 2031-2050.

2031-2050					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Electrificación térmica - industrias	202	2.330	2.532	11,9	213
Electrificación térmica - minería	2	22	24	0,8	30
SST - industrias	256	-950	-694	5,2	-133
SST - minería	1	-9	-8	0,4	-18
H2 usos térmicos - industrias	58	1.000	1.058	3,4	315

2031-2050					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
H2 usos térmicos - minería	0,3	7	7,3	0,2	32
Electrificación de usos motrices - industrias	34	-1.277	-1.243	15,7	-79
Electrificación de usos motrices - minería	4	-178	-175	8,4	-21
Hidrógeno de usos motrices - industrias	12	1	13	5,1	3
Hidrógeno de usos motrices - minería	1	-13	-12	3,8	-3
<b>Total</b>	<b>570</b>	<b>933</b>	<b>1.503</b>	<b>54,9</b>	<b>27</b>

Entre 2031 y 2050 se estima un incremento de inversión de 570 MMUSD con un costo operacional de 933 MMUSD, resultando en un VAN positivo y costo de abatimiento de 27 USD/tCO<sub>2</sub>e.

Como principales conclusiones del análisis de costos en los sectores industria y minería, se destaca que las medidas más costo-efectivas son aquellas orientadas al reemplazo de combustibles fósiles por Sistemas Solares Térmicos (SST) y la electrificación de usos motrices. Esto se debe a los ahorros operativos generados por el uso de electricidad o energía solar en lugar de combustibles fósiles, lo que resulta en una mayor eficiencia económica a largo plazo.

Por otro lado, las medidas menos costo-efectivas están asociadas al uso de hidrógeno verde y la electrificación de usos térmicos. En el caso del hidrógeno verde, los elevados costos de inversión no son compensados debido al alto precio del hidrógeno bajo los supuestos actuales. En cuanto a la electrificación de usos térmicos, los costos operativos de la electricidad no resultan competitivos frente a los de combustibles tradicionales, como el gas natural. Estas medidas serían viables solo si se lograra una significativa reducción en los costos del hidrógeno y la electricidad, que permitiera optimizar los costos operacionales.

Finalmente, es importante señalar que los mayores costos y la implementación de estas medidas están previstos para el último período del horizonte de evaluación. Esto introduce cierta incertidumbre respecto al mix tecnológico futuro entre electricidad, hidrógeno y el uso de energías renovables no convencionales (ERNC) para reemplazar combustibles

fósiles, destacando la necesidad de un monitoreo constante de las condiciones de mercado y los avances tecnológicos.

### 7.2.5 Sector transporte

En el caso del transporte, se han utilizado los valores de costos unitarios de inversión de las medidas de los PSM (2024) de Energía. Las medidas relacionadas con el reemplazo de combustibles fósiles, como el uso de diésel renovable en el transporte de larga distancia y combustibles sostenibles para la aviación (SAF, por sus siglas en inglés), no incluyen el costo de inversión en su evaluación.

Para el caso de electromovilidad de vehículos livianos, medianos y taxis, se considera precio de la electricidad igual al doble de la tarifa residencial BT1, por efecto de carga de los vehículos en electrolinerías. En el caso de electromovilidad de buses y camiones livianos, se considera un costo de electricidad igual al precio medio de mercado de clientes libres.

Tabla 27: Indicadores de costos para las medidas del sector transporte en el periodo 2025-2030

2025-2030					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2e</sub> ]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2e</sub> ]
Electromovilidad - vehículos livianos	2.239	-2.054	185	5,4	34
Electromovilidad - vehículos medianos	359	-459	-100	0,7	-144
Electromovilidad - taxis	137	-300	-163	1,0	-166
Electromovilidad - buses RM (RED)	344	-831	-487	2,5	-193
Electromovilidad - buses RM (no RED)	-2	-29	-30	0,0	-657
Electromovilidad - buses regiones	29	-35	-6	0,1	-91
Electromovilidad y H <sub>2</sub> - camiones	1.305	-529	776	2,3	342

2025-2030					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
H2 y diésel renovable - tractocamiones	0	34	34	0,1	349
Transporte aéreo (SAF)	0	40	40	0,1	635
<b>Total</b>	<b>4.411</b>	<b>-4.162</b>	<b>249</b>	<b>12,1</b>	<b>21</b>

Entre 2025 y 2030 se estima un incremento de inversión de 4.441 MMUSD con un ahorro operacional de 4.162 MMUSD en el periodo, resultando en un VAN positivo y costo de abatimiento de 21 USD/tCO<sub>2</sub>e.

Tabla 28: Indicadores de costos para las medidas del sector transporte en el periodo 2031-2035

2031-2035					
Medida	$\Delta$ CAPEX [MMUSD]	$\Delta$ OPEX [MMUSD]	$\Delta$ VAN [MMUSD]	$\Delta$ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Electromovilidad - vehículos livianos	3.145	-2.506	639	9,8	65
Electromovilidad - vehículos medianos	1.350	-1.012	338	3,7	91
Electromovilidad - taxis	208	-544	-336	2,3	-144
Electromovilidad - buses RM (RED)	140	-268	-128	1,2	-108
Electromovilidad - buses RM (no RED)	68	-41	27	0,2	113
Electromovilidad - buses regiones	245	-91	155	0,5	295
Electromovilidad y H2 - camiones	193	-49	143	0,4	334
H2 y diésel renovable - tractocamiones	0	49	49	0,2	264
Transporte aéreo (SAF)	0	852	852	1,3	672
<b>Total</b>	<b>5.349</b>	<b>-3.610</b>	<b>1.739</b>	<b>19,7</b>	<b>89</b>

Entre 2031 y 2035 se estima un incremento de inversión de 5.349 MMUSD con un ahorro operacional de 3.610 MMUSD, resultando en un VAN positivo y costo de abatimiento de 19,7 USD/tCO<sub>2</sub>e.

Tabla 29: Indicadores de costos para las medidas del sector transporte en el periodo 2031-2050

2031-2050					
Medida	Δ CAPEX [MMUSD]	Δ OPEX [MMUSD]	Δ VAN [MMUSD]	Δ Mitigación [MMtCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento [USD/tCO <sub>2</sub> e]
Electromovilidad - vehículos livianos	20.870	-18.766	2.103	118,4	18
Electromovilidad - vehículos medianos	8.700	-7.294	1.406	74,2	19
Electromovilidad - taxis	918	-2.855	-1.937	19,0	-102
Electromovilidad - buses RM (RED)	450	-1.120	-670	7,2	-93
Electromovilidad - buses RM (no RED)	302	-210	93	1,8	51
Electromovilidad - buses regiones	1.980	-327	1.653	7,0	235
Electromovilidad y H <sub>2</sub> - camiones	5.372	1.135	6.507	16,2	401
H <sub>2</sub> y diésel renovable - tractocamiones	1.073	968	2.041	31,1	66
Transporte aéreo (SAF)	0	19.842	19.842	42,6	466
<b>Total</b>	<b>39.666</b>	<b>-8.628</b>	<b>31.037</b>	<b>317,5</b>	<b>98</b>

Entre 2031 y 2050 se estima un incremento de inversión de 39.666 MMUSD con un ahorro operacional de -8.628 MMUSD, resultando en un VAN positivo y un costo de abatimiento de 98 USD/tCO<sub>2</sub>e.



Como principales conclusiones del análisis de costos del sector transporte, se puede señalar que las medidas más costo-efectivas son aquellas asociadas al transporte público del sistema RED y taxis, con costos de abatimiento negativos en todo el horizonte, producto de los grandes ahorros operativos y los niveles de actividad asociados. Le siguen las medidas de electromovilidad en vehículos livianos y medianos, siendo estos los responsables de más de la mitad de la reducción de emisiones en todos los periodos.

Por el contrario, el transporte de carga, especialmente en el caso de camiones livianos y medianos, se clasifica como menos costo-efectivo. Esto se debe a que estos modos presentan menores ahorros operacionales en comparación con el transporte público y privado. No obstante, este resultado es sensible a las proyecciones de precios y las intensidades asociadas a los modos de transporte. Se espera que la electromovilidad, el uso de hidrógeno verde y el diésel renovable se apliquen principalmente en flotas de camiones donde el reemplazo de combustibles fósiles sea técnica y económicamente viable.

Finalmente, cabe destacar los valores asociados al transporte aéreo. Aunque se trata de una de las medidas menos costo-efectivas debido a sus elevados costos operativos, este sector representa una contribución significativa a la reducción de emisiones, especialmente en un contexto donde se proyecta un crecimiento continuo de la demanda, y pocas alternativas tecnológicas para su mitigación de emisiones.

En términos generales, las decisiones sobre el despliegue de estas tecnologías deberán considerar no solo el costo-efectividad, sino también su potencial de escalabilidad y las sinergias con políticas públicas orientadas a la sostenibilidad. La adopción gradual de tecnologías emergentes, junto con el fortalecimiento de la infraestructura energética, será clave para optimizar los costos de transición y maximizar los beneficios ambientales en el sector transporte.

### **7.2.6 Generación eléctrica**

Las medidas de mitigación del sector generación eléctrica buscan reducir la participación de la generación termoeléctrica, principalmente a través de la introducción de energías renovables, sistemas de almacenamiento, el retiro y la reconversión de centrales. Adicionalmente, la evaluación de los escenarios se realiza en conjunto con las medidas de los sectores demandantes (transporte, residencial, minería, etc.), las cuales provocan un aumento de la demanda eléctrica debido a las medidas de electrificación.

### **Periodo 2025-2030**

Se estima un incremento en el costo de inversión de 6.020 MM US\$ del escenario PSM\* con respecto al escenario Base 2020-2030. Al anualizar este costo de inversión se obtiene un incremento de 352 millones US\$ para el periodo 2025-2050. El OPEX se incrementa en 587 MM US\$ para el periodo 2025-2030 del escenario PSM\* con respecto al escenario Base 2020-2030. El incremento total se estima en 938 millones US\$. Este incremento del CAPEX y OPEX se explica por el aumento de la demanda eléctrica debido a las medidas de electrificación de los sectores demandantes de energía y las medidas de descarbonización propias del sector generación eléctrica, asociadas a la introducción de tecnologías ERNC y sistemas de almacenamiento para el periodo 2025-2030.

De acuerdo al análisis presentado en las secciones anteriores, las medidas de electrificación de los sectores transporte, residencial, etc. fueron evaluadas considerando un determinado precio de la electricidad. Al prorratear el incremento de CAPEX y OPEX entre la demanda eléctrica, se estima un incremento promedio del precio de la electricidad de 2,0 US\$/MWh.

### **Periodo 2031-2050**

Se estima un incremento en el costo de inversión de 42.013 millones de US\$ para el periodo 2031-2050 del escenario CN1 con respecto al escenario Base 2030-2050. Al anualizar este costo de inversión se obtiene un incremento del costo de inversión de 13.885 millones US\$ para el periodo 2031-2050. El OPEX se reduce en 1425 MM US\$ para el periodo 2031-2050 del escenario PSM\* con respecto al escenario Base 2030-2050. El incremento total de costos estima en 12.460 millones US\$. Como se explicó anteriormente, este incremento del CAPEX y OPEX se explica por el aumento de la demanda eléctrica debido a las medidas de electrificación de los sectores demandantes de energía y a las medidas de descarbonización propias del sector generación eléctrica. Al prorratear el incremento de CAPEX y OPEX entre la demanda eléctrica se estima un incremento promedio del precio de la electricidad de 8 US\$/MWh.

Por simplificación y alcances de este proyecto, el incremento de costos no considera aumento de costos por provisión de servicios complementarios y ampliación de subestaciones eléctricas debido a las medidas de electrificación. Con respecto a la inversión y ampliación en nuevas líneas de transmisión, las simulaciones fueron realizadas considerando un sistema de transmisión reducido de 16 barras y 17 líneas. Se representaron 5 líneas candidatas adicionales para transferir el nuevo recurso solar desde el norte grande y el nuevo recurso eólico desde el sur. Estaba fuera del alcance este proyecto evaluar la propuesta de expansión de la transmisión como lo realiza la Comisión Nacional de Energía o el Coordinador Eléctrico en sus reportes anuales. Por tanto, los costos anteriores corresponden a una cota inferior del incremento del costo total.

## 8 Externalidades

En el contexto de la evaluación del NDC, es fundamental analizar no sólo las emisiones de GEI, sino también las externalidades en salud asociadas. Éstas se originan en el hecho que la reducción de emisiones de GEI va generalmente acompañada de reducción en las emisiones de material particulado y otros contaminantes, lo que puede resultar en efectos positivos en la salud de la población. Para este estudio se considera la reducción en efectos debidos a la reducción en las emisiones de material particulado fino (MP<sub>2,5</sub>), el que es responsable de la mayor parte de los efectos en salud (AGIES, 2013). El MP<sub>2,5</sub> puede ser emitido directamente a la atmósfera (MP<sub>2,5</sub> primario) o formarse en la atmósfera a partir de la oxidación de precursores gaseosos (MP<sub>2,5</sub> secundario), tales como los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y los compuestos orgánicos volátiles (COV). La concentración final de MP<sub>2,5</sub>, que determina el nivel de exposición y, por ende, su impacto en la salud, es el resultado tanto de las MP<sub>2,5</sub> primarias como de las secundarias. Para considerar el efecto de las partículas secundarias, se utilizarán las emisiones de NO<sub>x</sub> como una aproximación de primer orden<sup>9</sup>.

Específicamente en este capítulo se presenta la metodología y parámetros claves utilizados para cuantificar los impactos en salud para la población expuesta, derivados de la reducción de emisiones locales de MP<sub>2,5</sub> y NO<sub>x</sub>. Luego se presentan las proyecciones de emisiones de estas sustancias para cada escenario, así como las de carbono negro. A partir de ellas se determinan las externalidades correspondientes asociadas a la reducción de las emisiones de MP<sub>2,5</sub> y NO<sub>x</sub>, año a año distinguiendo dos periodos, el 2020 a 2030, y 2031 a 2050. Estos resultados se presentan tanto en valores físicos (impactos en salud) distinguiendo entre reducción en mortalidad y en morbilidad, como en valores monetarios. Finalmente, el detalle de externalidades por provincia y de cada medida se presentan en links específicos.

Estos resultados permiten visibilizar los beneficios adicionales o co-beneficios en salud que resultan de la implementación de medidas de mitigación y transición hacia la carbono neutralidad.

### 8.1 Metodología y alcance

En esta sección se presenta la metodología general y las metodologías específicas que permiten determinar los co-beneficios o externalidades en salud, asociadas a los escenarios y medidas de mitigación de GEI examinadas en las secciones anteriores.

---

<sup>9</sup> No se estimará el impacto en la salud asociado directamente con el NO<sub>x</sub> en su estado gaseoso debido a que por lo general este efecto es menor relativo al del MP<sub>2,5</sub>.

### 8.1.1 Metodología general para evaluar co-beneficios o externalidades en salud

Para evaluar los co-beneficios en salud de las mejoras ambientales producto de avanzar hacia la carbono neutralidad se aplicará la metodología de dosis respuesta (también llamado de efectos físicos). Para ello, y para mantener coherencia con las evaluaciones que realiza el Estado de Chile en estas materias, se usará la metodología formal utilizada para evaluar normas y planes; el Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES), que se resume en la siguiente figura<sup>10</sup>.

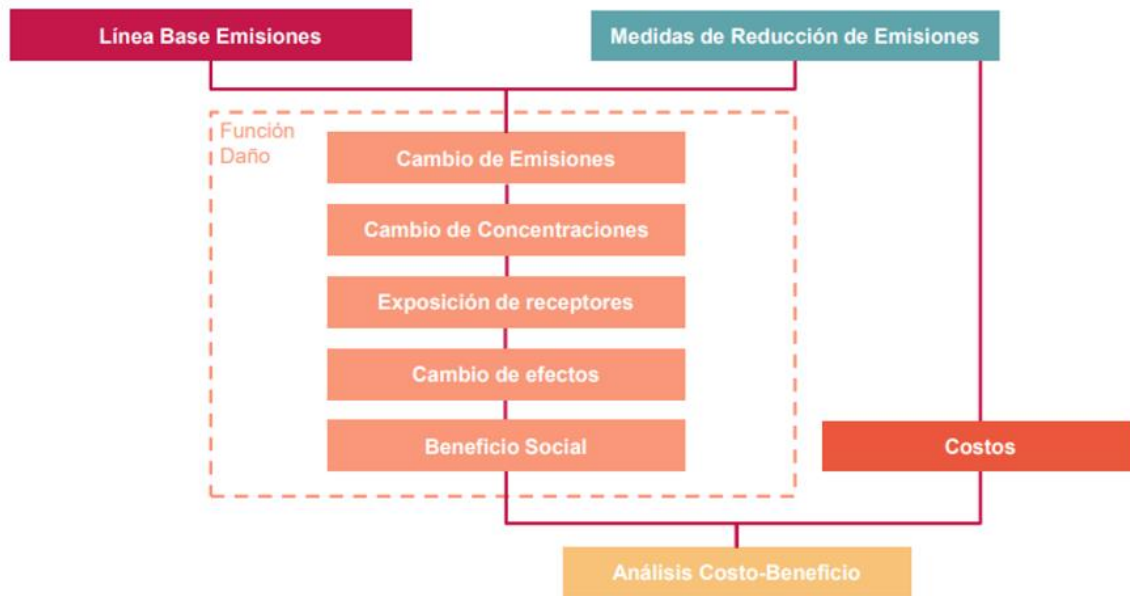


Figura 43: Metodología para la elaboración de un AGIES

Siguiendo la práctica de diversos estudios en Chile, se consideran los daños a la salud generados a partir del material particulado fino (MP<sub>2,5</sub>).

Esta metodología considera cinco etapas:

1. Estimación de las diferenciales de emisiones a nivel provincial (que llamaremos diferencial o delta de emisiones) esperadas respecto de la línea base a partir de aplicar un conjunto de medidas específicas de reducción de emisiones. Estos deltas de emisiones se obtendrán tanto para escenarios que agrupan múltiples

<sup>10</sup> AGIES. (2013). Guía Metodológica. Recuperado de <https://es.scribd.com/document/287107236/Guia-Metodologica-AGIES>

Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile. (2017).

medidas que permiten avanzar la carbono neutralidad, así como algunas medidas individuales de alto impacto.

2. Cálculo de diferenciales de concentración de  $MP_{2,5}$  directas e indirectas a nivel provincial entre la línea base y los escenarios y medidas que se definan.
3. Cálculo de la variación en efectos en salud esperados por provincia, utilizando la metodología de función de daños (dosis respuesta). Esta metodología utiliza el riesgo unitario y la exposición provincial para determinar la variación en efectos en salud esperados, tanto en mortalidad como morbilidad.
4. Valoración de la variación en efectos. Para ello se pone un valor monetario a cada uno de los efectos en salud identificados.
5. Beneficio social. Se analizan los co-beneficios en salud que resultan de las medidas y escenarios de mitigación examinados.

## 8.1.2 Metodología específica para estimar delta de emisiones

Para estimar el delta de emisiones de  $MP_{2,5}$  y  $NOx$  se procede a calcular la diferencia entre las emisiones en el escenario base y las emisiones del escenario de mitigación. Para determinar estas emisiones se debe aplicar el factor de emisión asociado al uso final de cada energético por sector/tecnología para cada escenario. La metodología específica para ello se detalla a continuación distinguiendo entre fuentes fijas y fuentes móviles. Se comienza por determinar las emisiones a nivel regional y luego se desagrega a nivel provincial. Las emisiones de nivel nacional corresponden a la suma de las emisiones, ya sean regionales o provinciales.

### 8.1.2.1 Estimación del Delta de Emisiones Regionales de fuentes fijas y sector residencial

El modelo PMR, según se describe en la sección 2, genera estimaciones del nivel de actividad para todos los sectores. En el caso de las fuentes fijas, como la industria, minería y el sector residencial, estos niveles de actividad se detallan según el sector, uso final, tipo de energético y región correspondiente. Para la estimación regional de las emisiones de  $MP_{2,5}$  y  $NOx$  en cada escenario, estas se calculan multiplicando los niveles de actividad por factores de emisión específicos, que varían según el sector, uso final y energético, incorporando además variabilidad regional en el caso del sector residencial. Cuando no se

dispone de factores de emisión ajustados a este nivel de desagregación, se utilizan factores de emisión por defecto<sup>11</sup>.

Para los sectores industriales y minería no cuprífera, se utilizaron los factores de emisión por default reportados por la European Monitoring and Evaluation Programme (EMEP, 2023) correspondientes al sector de combustión en industrias manufactureras y de construcción (sector NFR 1.A.2). Por otro lado, para el sector comercial se utilizaron factores de emisión tier 1 y tier 2 reportados por la EMEP.

Para la minería del cobre, dada la magnitud de la energía consumida por el sector, se siguió la recomendación de la guía para inventarios de la EMEP/EEA que recomienda el uso de los factores de emisión tier 1 por default del capítulo 1.A.1 para aquellas plantas de combustión grandes (>50MWth) (EMEP/EEA, 2023).

Para el sector residencial se emplearon factores de emisión de la EMEP, salvo para calefacción con biomasa, donde se utilizaron factores de SICAM Ingeniería<sup>12</sup> (Servicios Integrales de Calidad Ambiental, 2015) ajustados con datos de humedad de la leña y distribución de artefactos según la encuesta CDT (Centro de Desarrollo Tecnológico, 2015). La calibración consideró diferentes tipos de calefactores y condiciones de uso (leña seca, húmeda y operación deficiente), aplicando una fórmula ajustada por región<sup>13</sup>. La fórmula utilizada para el cálculo es la siguiente:

$$FE_{\{región,año\}} = Leña\ seca_{región} * [artefactos_{región,año} * FE_{seca} * 0,7] + \\ + Leña\ húmeda_{región} * [artefactos_{región,año} * FE_{húmeda} * 0,7] \\ + artefactos_{región,año} * FE_{mala\ operación} * 0,3$$

### 8.1.2.2 Estimación del Delta de Emisiones Provincial de fuentes fijas

Esta sección detalla la metodología utilizada para estimar el cambio (delta) en las emisiones de MP2,5 y NOx a nivel provincial, diferenciando los enfoques aplicados a los sectores industrial y minero, y al sector residencial.

<sup>11</sup> Descripción de los factores de emisión y sus referencias en el anexo 14.5. Mayor detalle en [Anexo digital con factores de emisión para MP2,5, CN y NOx](#)

<sup>12</sup> Para convertir un factor de emisión expresado en gramos por kilogramo (g/kg), como el caso de los factores de emisión presentados por SICAM Ingeniería, a gramos por gigajulio (g/GJ), se utilizó el poder calorífico inferior (PCI) de la biomasa reportado por el BNE 2020, que en este caso es 3500 kcal/kg.

<sup>13</sup> Tabla con los factores de emisión en el anexo 14.5.1.

Para el sector industrial y minero, se utiliza el Repositorio de Emisiones de Transferencia de Contaminantes (RETC, <https://retc.mma.gob.cl>) proporciona una estimación de las emisiones de fuentes fijas a nivel comunal, basada en los autorreportes que entregan los establecimientos contaminantes. Esta base de datos permite estimar las emisiones por sector y tipo de contaminante en cada provincia y región, lo que permite el cálculo de la proporción de las emisiones provinciales correspondientes a cada región. A partir de esta proporción, es posible estimar las emisiones provinciales dentro de cada región mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Factor de Proporción Provincial Industrias}_{i,s,p} = \frac{\sum_{c \in p} \text{Emisiones RETC}_{\{i,s,c\}}}{\sum_{c \in r} \text{Emisiones RETC}_{\{i,s,c\}}}$$

Donde:

- $\sum_{c \in p} \text{Emisiones RETC}_{\{i,s,c\}}$ : Sumatoria de las emisiones de cada comuna dentro de la provincia  $p$ , para cada sector  $s$  y contaminante  $i$
- $\sum_{c \in r} \text{Emisiones RETC}_{\{i,s,c\}}$ : Sumatoria de las emisiones de cada comuna dentro de la región  $r$ , para cada sector  $s$  y contaminante  $i$ .

Para el sector residencial, se utilizó un enfoque similar al aplicado con el RETC, pero basado en el Inventario Nacional de Emisiones Antropogénicas<sup>14</sup> (INEMA, 2022). INEMA es un inventario de alta resolución desarrollado para Chile, que incluye emisiones de contaminantes como  $\text{MP}_{2,5}$  y  $\text{NO}_x$ . Las emisiones del sector residencial se distribuyen espacialmente en una grilla de alta resolución (aproximadamente  $1 \text{ km} \times 1 \text{ km}$ ), utilizando datos de densidad poblacional y consumo de leña obtenidos de estudios representativos por región. A partir de esta base, se estiman las emisiones por tipo de contaminante en cada provincia y región, lo que permite el cálculo de la proporción de las emisiones provinciales correspondientes a cada región. A partir de esta proporción, es posible estimar las emisiones provinciales dentro de cada región mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Factor de Proporción Provincial Residencial}_{i,p} = \frac{\sum_{c \in p} \text{Emisiones INEMA}_{\{i,c\}}}{\sum_{c \in r} \text{Emisiones INEMA}_{\{i,c\}}}$$

Donde:

<sup>14</sup> [Inventario Nacional de Emisiones Antropogénicas](#)

- $\sum_{c \in p} \text{Emisiones INEMA}_{\{i,c\}}$ : Sumatoria de las emisiones de cada comuna dentro de la provincia  $p$ , para el contaminante  $i$
- $\sum_{c \in r} \text{Emisiones INEMA}_{\{i,c\}}$ : Sumatoria de las emisiones de cada comuna dentro de la región  $r$ , para cada contaminante  $i$ .

Una vez estimados los factores de proporción provincial para los sectores industrial, minero y residencial, se procede a multiplicarlos por las emisiones calculadas mediante el modelo PMR, como se detalla en la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \text{Emisiones PMR provinciales}^t \\ = \text{Factor de Proporción Provincial}_{\{i,s,p\}} * \text{Emisiones PMR}_{i,s,r}^t \end{aligned}$$

Luego, se obtiene el cambio de emisiones entre los escenarios base y el escenario de mitigación para  $\text{MP}_{2,5}$  y  $\text{NO}_x$ :

$$\Delta E_{i,p}^t = \text{Emisiones escenario base}_p^t - \text{Emisiones escenario mitigación}_p^t$$

Donde  $\Delta E_{i,p}^t$  es el cambio en la emisión del contaminante primario  $i$  en el año  $t$  para la provincia  $p$  [ton].

### 8.1.2.3 Metodología para la estimación del delta de emisiones de fuentes móviles a nivel provincial

Para estimar el delta de emisiones regional en el sector transporte se calculó la diferencia de emisiones por región entre la línea base y los escenarios con medidas proyectadas, en concordancia con la sección sobre escenarios. Es importante recordar que el modelo energético PMR realiza proyecciones de emisiones con desagregación espacial regional. Esta diferencia de emisiones se distribuyó a nivel provincial, asignando un peso a cada provincia según su población, flujo vehicular y densidad de la red vial. La estimación de los factores provinciales de emisiones se obtiene del proceso de desagregación espacial que ha sido presentada en detalle en Osses et al. (2022) y Laengle (2023). A continuación se presenta un resumen de la metodología utilizada.

De acuerdo a la metodología general, descrita en el capítulo 2, el modelo PMR genera proyecciones de actividad para todos los sectores. En específico, para el sector transporte se proyectan los consumos de combustibles y la actividad vehicular expresada como VKT (vehículo por km recorrido). El cálculo de emisiones de contaminantes criterio en vehículos se obtiene multiplicando la actividad (VKT) por los factores de emisión asociados a cada categoría vehicular proyectada en el tiempo. Las emisiones de los distintos contaminantes ( $n, m, l, k, j, i$ ) son iguales a la sumatoria de la actividad (VKT) de los distintos tipos de



vehículos multiplicada por los factores de emisión asociados a cada contaminante en cada tipo vehicular.

$$EMIS_{n,m,l,k,j,i} = \sum_{ijklmn} VKT_{ijklm} \times EF_{ijklmn}$$

La selección o estimación de los factores de emisión a usar, requirió de una identificación muy detallada de las categorías vehiculares que están involucradas en la medida de transporte: sus condiciones de operación y los sistemas de control de emisiones con que cuenta. Para evaluar el efecto de una medida de transporte se caracterizaron en detalle las condiciones de línea de base, o sin la aplicación de la medida, para luego identificar las categorías de vehículos involucradas, seleccionar los factores de emisión a usar, definir la cobertura geográfica de la medida y definir el tiempo de evaluación. Las categorías vehiculares (vehículos livianos, camiones, buses, etc.) y los correspondientes factores de emisión según región, tipo de combustible y norma euro, se encuentran detallados en el Anexo 14.7 “Factores de emisión y flota original”.

La estimación de emisiones a nivel provincial se hizo a partir de las emisiones regionales, aplicando un factor de peso provincial para MP<sub>2,5</sub> y otro factor para NO<sub>x</sub>. Como se indicó anteriormente, estos factores fueron calculados utilizando la distribución de emisiones reportada en Osses et al (2022) y Laengle (2023). En estos dos trabajos, las emisiones se encuentran distribuidas sobre una grilla de 1x1km, cubriendo todo el territorio nacional. Para cada celda se asignan 5 tipos de calle clasificados según su flujo vehicular, la partición modal (tipo de vehículo) característico de estas calles, y la población urbana de la zona geográfica a la cual perteneces cada grilla. Teniendo esta información calculada para cada grilla, se obtiene un factor de peso por grilla para cada contaminante considerado en los estudios originales. Para llevar estos pesos por grilla a nivel provincial, se utilizó el software de código abierto QGIS, para asignar factores provinciales para MP<sub>2,5</sub> y NO<sub>x</sub>, los cuales se encuentran reportados en el Anexo 14.8 “Factores y emisiones provinciales transporte”.

En el caso de carbono negro, la variabilidad que depende de la tecnología es mucho mayor que para CO<sub>2</sub>, y por ello se calcula utilizando fracciones de BC/PM<sub>2,5</sub>, las cuales dependen del tipo de vehículo y su tecnología de control de emisiones. Las fracciones de carbono negro utilizadas en este estudio se encuentran en Osses et al. (2022), Tabla 4.

### 8.1.3 Metodología específica para el cálculo del delta concentraciones para MP<sub>2,5</sub> primario y secundario

Para estimar la variación en las concentraciones ambientales de MP<sub>2,5</sub> a partir de la variación en emisiones, se sigue lo que se propone en la sección 10.3 de la Guía Metodológica para la elaboración de un AGIES (MMA, 2013) y que se ha utilizado en

diversos estudios posteriores (MMA, 2015<sup>15</sup>; MMA, 2022<sup>16</sup>). Específicamente se utiliza un modelo aproximado del tipo roll-back simple que asume una relación lineal entre las emisiones de un contaminante y la concentración que genera. Esto permite construir factores emisión-concentración (FEC) que permiten estimar el diferencial de concentraciones en cada provincia mediante la siguiente fórmula:

$$\Delta C_k^t = \sum \frac{\Delta E_k^t}{FEC_k^t}$$

*Ecuación 1: Diferencial de concentraciones [1]*

Donde para cada provincia:

- $\Delta C_k^t$  : Cambio de la concentración de MP<sub>2,5</sub> en el año t por cambio en emisiones del contaminante primario k , en [µg MP<sub>2,5</sub> / m<sup>3</sup>].
- $\Delta E_k^t$  : Cambio en la emisión del contaminante primario k en el año t [ton / año]
- $FEC_k^t$  : Relación emisión concentración de MP<sub>2,5</sub> para el contaminante primario k en el año t [(ton / año) / (µg MP<sub>2,5</sub> / m<sup>3</sup>)]

Los  $FEC_k^t$  son específicos para cada provincia y se asumen constantes en el tiempo. Se distingue entre FEC de las emisiones directas de MP<sub>2,5</sub> y FEC para concentraciones de MP<sub>2,5</sub> secundario generadas a partir de emisiones de NOx. En el Anexo 14.6 se presentan las FEC utilizadas por provincia para las emisiones primarias de MP<sub>2,5</sub> y NOx. Estos son los recomendados por el Ministerio de Medio Ambiente para este tipo de análisis y fueron entregados a este equipo consultor para su uso en este estudio.

#### 8.1.4 Metodología específica para el cálculo del delta efectos en salud

Para estimar la variación por provincia en el número de efectos asociados a un cambio en la concentración ambiental de MP<sub>2,5</sub> se sigue lo que se propone en la sección 11.2 de la Guía Metodológica para la elaboración de un AGIES (MMA, 2013). Debido a que el riesgo unitario

<sup>15</sup> Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile. (2022). Análisis General del Impacto Económico y Social del Anteproyecto de Normas de Emisión Aplicables a Vehículos Pesados. Recuperado de <https://consultaciudadanas.mma.gob.cl/storage/epac/antecedentes/3817cd40-bea9-485f-a37f-90ae30b10940.pdf?form=MG0AV3>

<sup>16</sup> Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile. (2022). Análisis General del Impacto Económico y Social del Anteproyecto de Normas de Emisión Aplicables a Vehículos Pesados Euro VI. Recuperado de [https://planesynormas.mma.gob.cl/archivos/2022/proyectos/AGIES\\_AP\\_Euro\\_VI\\_pesados.pdf](https://planesynormas.mma.gob.cl/archivos/2022/proyectos/AGIES_AP_Euro_VI_pesados.pdf).

es pequeño se puede utilizar la siguiente expresión lineal para determinar los cambios en efectos:

$$\Delta E_{ij}^k \approx \beta_{ij}^k * \Delta C^k * Pop_j^k * IR_{ij}$$

*Ecuación 2: Cambio en el número de efectos [1]*

Donde,

- $\Delta E_{ij}^k$  : Cambio en el número de efectos i debido al cambio de concentraciones del contaminante k en la subpoblación j [casos].
- $\beta_{ij}^k$  : Coeficiente de riesgo unitario del efecto i en la subpoblación j producto del contaminante k [ $(\mu\text{g} / \text{m}^3)^{-1}$ ].
- $\Delta C^k$  : Cambio de concentración del contaminante k [ $\mu\text{g} / \text{m}^3$ ].
- $Pop_j^k$  : Número de personas del grupo j que está expuesta al contaminante k [habitantes].
- $IR_{ij}$  : Tasa incidencia del efecto i en la población j [casos / 100.000 habitantes].

La tasa de incidencia base de cada efecto ( $IR_{ij}$ ) es específico a cada provincia, tipo de efecto (i) y rango etario (j). El Coeficiente de riesgo unitario ( $\beta_{ij}^k$ ) es específico a cada contaminante (k). En el Anexo 14.9.2 y 14.9.3, respectivamente, se presentan los cuadros con los valores utilizados para estos parámetros, los que fueron entregados por el Ministerio de Medio Ambiente a este equipo consultor para su uso en este estudio.

La población expuesta por provincia por grupo etéreo se obtuvo hasta el año 2035 del Instituto Nacional de Estadísticas (INE, 2022<sup>17</sup>), desde los cuadros estadísticos de la proyección base 2017, específicamente del archivo llamado “estimaciones-y-proyecciones-2002-2035-comunas”. Los datos de este archivo se clasificaron por grupo etario. Para determinar la población por grupo etéreo por provincia entre el 2036 y 2050, se utilizó la tasa de crecimiento publicada por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2022<sup>18</sup>). Obtenida esta tasa de crecimiento por períodos de años, se utilizó como

<sup>17</sup> INE. (2022). Proyecciones de población. Recuperado de <https://www.ine.gob.cl/estadisticas/sociales/demografia-y-vitales/proyecciones-de-poblacion>

<sup>18</sup> CEPAL. (2022). Base de datos de indicadores sociales y económicos. Recuperado de [https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?indicator\\_id=1&area\\_id=1&lang=es](https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?indicator_id=1&area_id=1&lang=es). Se utilizaron los siguientes filtros: Temas transversales → Género → Población → Tasa anual de crecimiento de la población total, por grupos de edad. Se utilizó el filtro País: Chile; Años: 2035-2040, 2040-2045, 2045-2050; Grandes grupos de edad: 0-14, 15-59, 60 y más.

base la población del Instituto Nacional de Estadísticas. Los valores utilizados se presentan en el anexo 14.9.4.

### 8.1.5 Metodología específica para la valoración de efectos en salud

Para valorizar los impactos en salud que se obtienen de cada una de las medidas y escenarios considerados, es necesario llevar cada impacto a términos monetarios. Para ello se aplica la siguiente fórmula que suma el valor de cada efecto (i) para todas las poblaciones (j) que se ven beneficiadas al reducir las concentraciones del contaminante k:

$$Beneficio_k = \sum_j \sum_i \Delta E_{ij}^k * VU_i$$

Ecuación 3: Beneficios [2]

Donde,

- $Beneficio_k$  : Beneficio de la reducción en la concentración del contaminante k [UF].
- $\Delta E_{ij}^k$  : Cambio en el número de efectos i debido al cambio de concentraciones del contaminante k en la población j [casos].
- $VU_i$  : Valoración unitaria de cada efecto i evaluado [UF / caso].

Las variaciones en efectos provinciales se obtienen de acuerdo a lo señalado en la sección anterior. Los valores unitarios de cada efecto i ( $VU_i$ ) se asumen constantes en el tiempo (t) y son iguales en todas las provincias. En el Anexo 14.9.5 se presentan los  $VU_i$  utilizados. Al igual que los demás parámetros señalados más arriba, estos valores son los recomendados por el Ministerio de Medio Ambiente para este tipo de análisis y fueron entregadas a este equipo consultor para su uso en este estudio.

## 8.2 Resultados: Emisiones de MP2,5, NOx y carbono negro por escenario

Aplicando la metodología detallada en la sección 8.1.2 se construyen las sendas de emisiones de MP<sub>2,5</sub> y NOx para los dos periodos analizados 2020 a 2030, y 2031 a 2050, que se presentan a continuación para el agregado nacional. Estas incluyen las emisiones de todos los sectores: industrial, de energía, transporte y residencial. Para más detalles de las emisiones a nivel provincial, ver [Anexo digital “Proyecciones emisiones locales por escenario”](#).

Para el MP<sub>2,5</sub> las emisiones de línea base crecen hasta llegar a 162 mil toneladas en el año 2030. La aplicación de medidas de mitigación para GEI correspondientes al escenario PSM\*,

implicaría una reducción de aproximadamente 23 mil toneladas de emisiones de MP<sub>2,5</sub> para ese año.

Entre el año 2030 y 2050 se construye una segunda senda para la línea base de MP<sub>2,5</sub>, que asume el 2030 se cumple con la reducción señalada en el escenario PSM\* y que por tanto se inicia con emisiones de 139 mil ton. Si no se aplican medidas adicionales, estas emisiones crecen hasta llegar a casi 160 mil ton. el año 2050. La aplicación de medidas de mitigación de GEI correspondientes al escenario CN1 permiten reducir estas emisiones llegando a 41 mil ton el año 2050, una reducción significativa de 117 mil ton de MP<sub>2,5</sub>.

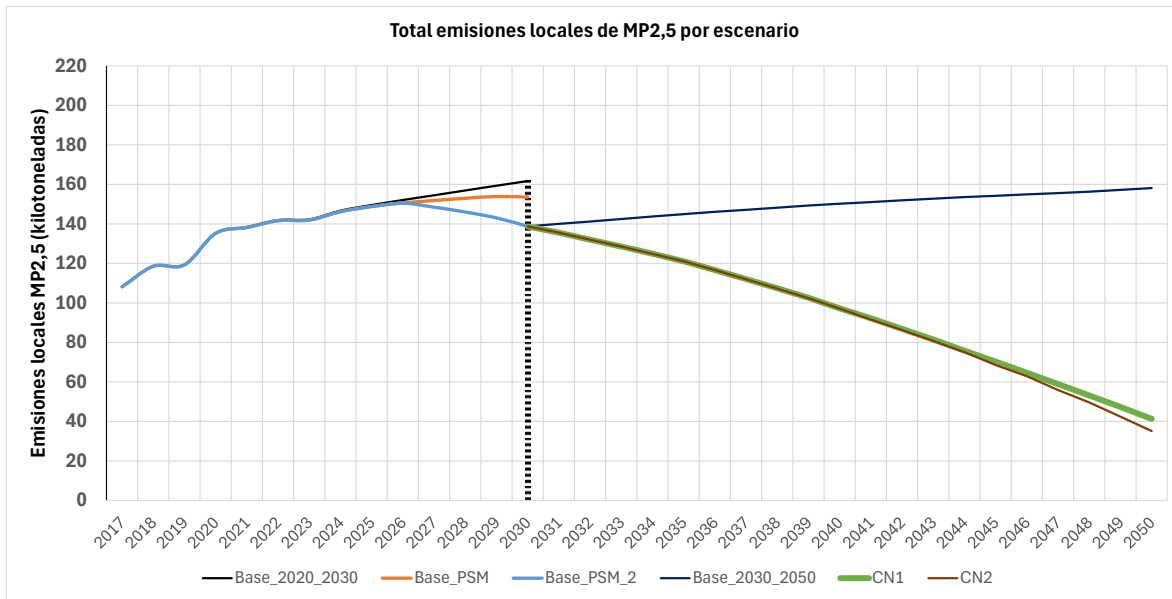


Figura 49: Proyección de emisiones de MP<sub>2,5</sub> a nivel nacional y por escenario.

Para el NO<sub>x</sub> se sigue el mismo procedimiento usado para MP<sub>2,5</sub> señalado más arriba distinguiendo entre el periodo 2020 a 2030, y 2030 a 2050. Las emisiones de línea base de NO<sub>x</sub> disminuyen en este caso hasta llegar a 232 mil ton. el año 2030, y la aplicación de medidas de mitigación para GEI correspondientes al escenario PSM\*, las reducirían en cerca de 32 mil ton. ese año. A partir del 2030 las emisiones anuales de línea base de NO<sub>x</sub> se mantiene relativamente constantes en torno a las 200 mil tons. El escenario CN1 permite reducir estas emisiones en 125 mil ton año el año 2050, una reducción significativa.

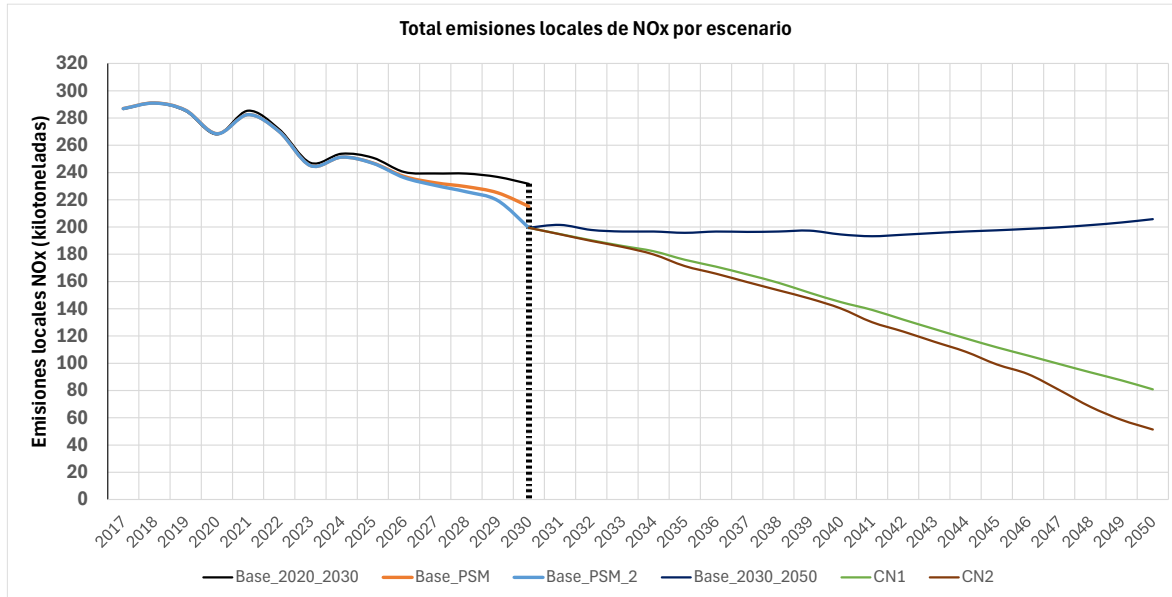


Figura 50: Proyección de emisiones de NOx a nivel nacional y por escenario.

Finalmente, a partir de las sendas de  $MP_{2,5}$ , es posible construir las sendas de emisiones de carbono negro al 2050. Si bien estas emisiones no se consideran para el cálculo de las externalidades en salud, al estar ya incorporados en los coeficientes de riesgo unitario, entregan una información adicional útil a reportar vinculadas a la NDC.

Las emisiones de carbono negro se calculan como una fracción de las emisiones de  $MP_{2,5}$  a través de factores de emisión. Dada la relevancia de la calefacción residencial con biomasa en las emisiones de  $MP_{2,5}$ , se consideran dos enfoques para el cálculo de las emisiones de carbono negro: utilizando factores de emisión específicos por tecnología y utilizando un factor de emisión por defecto. El primero de estos enfoques resulta en factores de emisiones que varían de región en región dependiendo del nivel de penetración que cada tecnología tenga en una región dada. El segundo enfoque en tanto, es un valor constante que se aplica independiente de la tecnología y que asume que todos los artefactos usan el mismo combustible.

Para elaborar factores de emisión para la calefacción por biomasa en el sector residencial que varíen según la región, se consideran: (i) la distribución por tipo de artefacto (o tecnología) en cada región y (ii) el factor de emisión correspondiente a cada tecnología. El factor de emisión regional se obtiene mediante la suma ponderada descrita en la siguiente ecuación:

$$FE_{Carbono\ Negro}_{región} = \sum_{artefactos_{región}} Distribución_{Artefactos}_{región} * FE_{artefactos}$$

La distribución de artefactos/tecnologías por región es reportada por la encuesta del CDT (2015), mientras que el factor de emisión para cada artefacto/tecnología es provisto por la EMEP (2023)<sup>19</sup>.

El siguiente gráfico presenta las emisiones totales (fuentes fijas y móviles) de carbono negro utilizando los factores de emisión específicos por región:

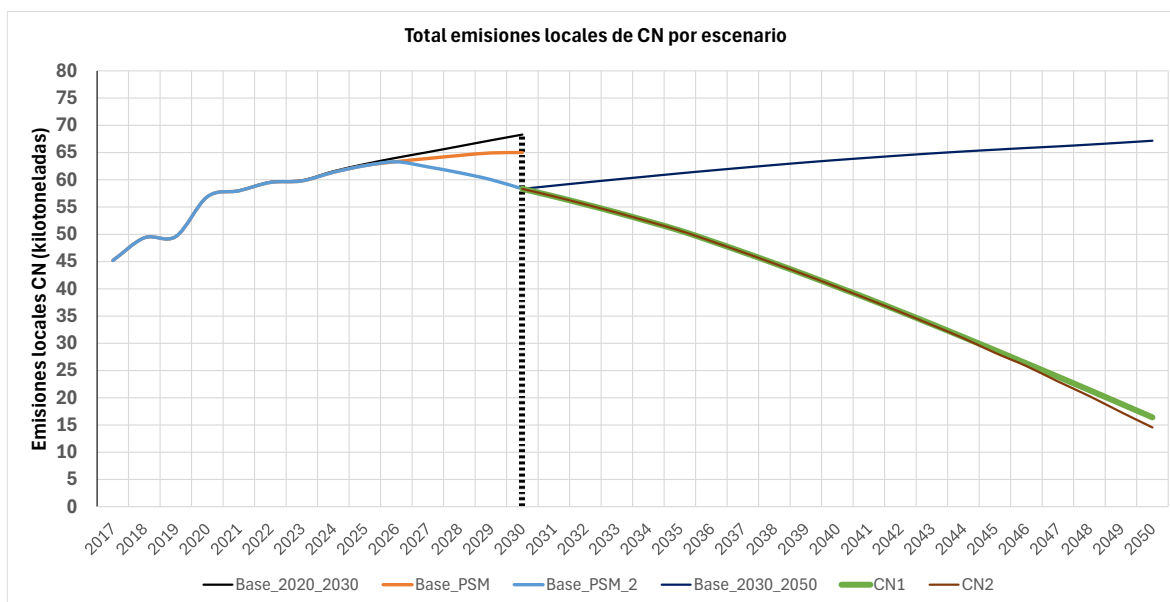


Figura 51: Proyección de emisiones totales (fuentes fijas y móviles) de carbono negro a nivel nacional y por escenario utilizando factores de emisión por región.

Por otro lado, el siguiente gráfico presenta los resultados del total (fuentes fijas y móviles) de emisiones de carbono negro utilizando un factor de emisión por default:

<sup>19</sup> Para la descripción de los factores de emisión y sus referencias, ver en el anexo 14.5. Mayor detalle en [Anexo digital con factores de emisión para MP2,5, CN y NOx](#)

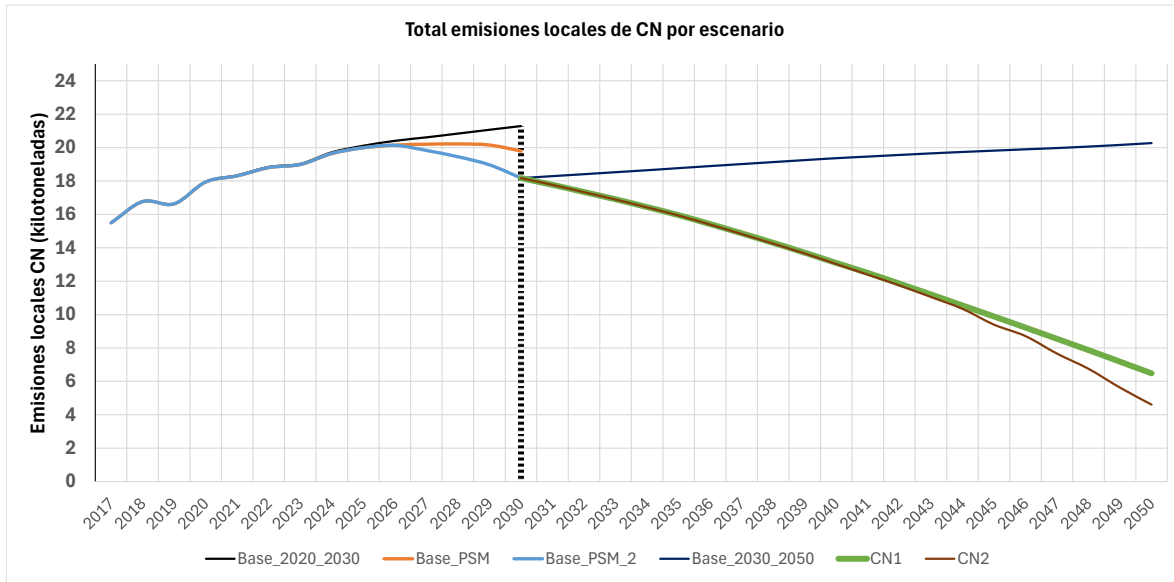


Figura 52: Proyección de emisiones de carbono negro a nivel nacional y por escenario utilizando factores de emisión por defecto.

Como se observa en las figuras anteriores, el nivel de emisiones estimado al emplear factores de emisión específicos para cada región es aproximadamente tres veces mayor que el obtenido con factores de emisión por defecto. Este resultado concuerda con el hecho de que el factor de emisión por defecto para CN es 0,1, mientras que, al considerar diferentes tecnologías, el factor de emisión varía entre 0,38 y 0,49. Esto pone de manifiesto la sensibilidad de las emisiones frente al factor de emisión empleado en la estimación.



### 8.3 Resultados 2020-2030: Externalidades en salud para escenarios analizados

Siguiendo la metodología detallada en la sección 8.1, en esta sección se presenta la valoración de las externalidades en salud asociadas a la aplicación del conjunto de medidas que son parte del escenario PSM\* presentado en la Sección 5, para el periodo 2020 a 2030.

A continuación se reportan los valores agregados a nivel nacional. El detalle de la valorización de las externalidades en salud a nivel provincial se encuentra en el Anexo digital 14.10

Asimismo, el detalle de la valorización de las externalidades en salud a nivel de medida se encuentra en Anexo digital 14.11.

#### 8.3.1 Diferencial de emisiones

A partir de los datos presentados en la sección 8.2 se estiman las diferenciales de emisiones de MP2.5 y NOx que se presentan en los siguientes gráficos para el periodo 2020-2030.

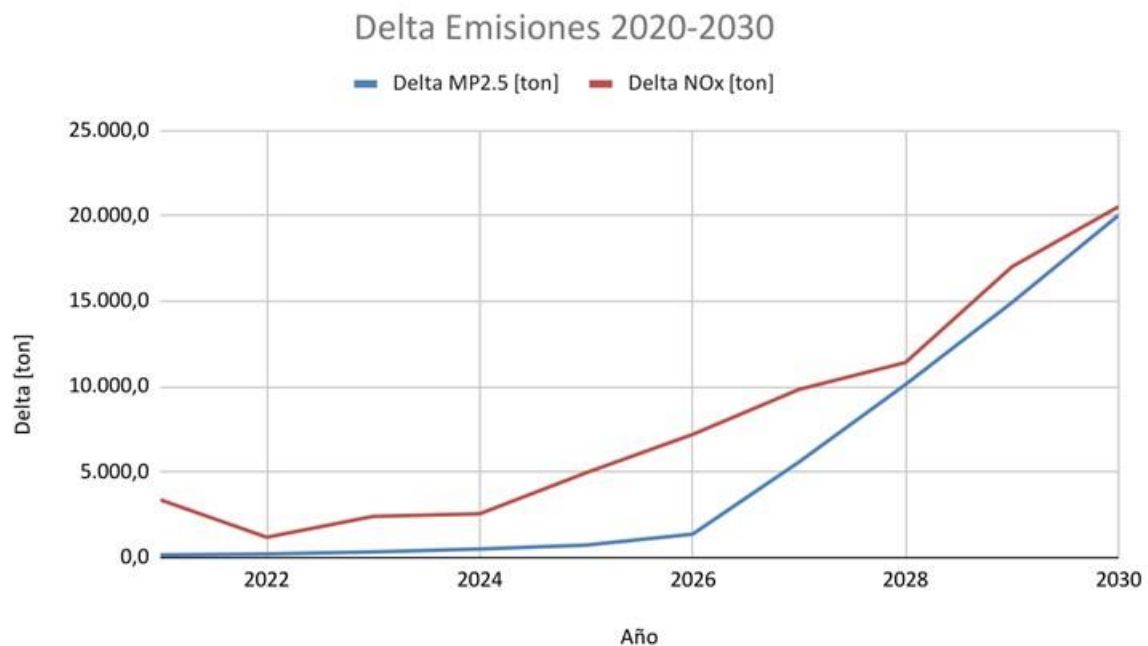


Figura 53: Delta emisiones MP2.5 y NOx para el periodo 2020-2030

### 8.3.2 Reducción en efectos físicos

Aplicando la metodología detallada en la sección 8.1.2 se procede a utilizar los deltas de emisiones provinciales para estimar los deltas de concentraciones de MP2,5 asociadas a su emisión primaria y formación secundaria a partir de NOx, en cada provincia. Esta reducción de concentraciones permite estimar el impacto en salud en cada provincia para cada año siguiendo la metodología planteada en la sección 8.1.3. En los cuadros siguientes se presentan los impactos en salud para el año 2025 y 2030 a nivel nacional por tipo de efecto y por contaminante.

Tabla 30: Efectos físicos MP2.5 2025 y 2030, valores expresados en número de casos.

Tipo de efecto	Efecto	2025	2030
<b>Mortalidad</b>	<b>Largo Plazo</b>	147	2.535
<b>Admisiones Hospitalarias</b>	<b>Asma</b>	4	69
	<b>Cardiovascular</b>	46	827
	<b>Respiratoria Crónica</b>	14	375
	<b>Neumonía</b>	42	1.038
<b>Visita Salas de Emergencia</b>	<b>Asma</b>	1.902	28.742
<b>Productividad Perdida</b>	<b>Días laborales</b>	14.934	221.309
	<b>Días de actividad restringida</b>	77.178	1.143.727
	<b>Días de actividad restringida menor</b>	145.362	2.154.162

Tabla 31: Efectos físicos NOX 2025 y 2030, valores expresados en número de casos.

Tipo de efecto	Efecto	2025	2030
<b>Mortalidad</b>	<b>Largo Plazo</b>	113	412
<b>Admisiones Hospitalarias</b>	<b>Asma</b>	2	11
	<b>Cardiovascular</b>	33	124
	<b>Respiratoria Crónica</b>	11	46

Tipo de efecto	Efecto	2025	2030
	Neumonía	35	149
Visita Salas de Emergencia	Asma	1.305	5.055
Productividad Perdida	Días laborales	9.858	38.146
	Días de actividad restringida	50.946	197.138
	Días de actividad restringida menor	95.954	371.302

Al sumar los valores de los cuadros anteriores se obtiene los impactos totales en salud para el año 2025 y 2030 a nivel nacional por tipo de efecto, los que se presentan en el siguiente cuadro.

Tabla 32: Efectos físicos totales 2025 y 2030, valores expresados en número de casos.

Tipo de efecto	Efecto	2025	2030
Mortalidad	Largo Plazo	260	2.947
Admisiones Hospitalarias	Asma	6	80
	Cardiovascular	79	951
	Respiratoria Crónica	26	421
	Neumonía	77	1.187
Visita Salas de Emergencia	Asma	3.207	33.797
Productividad Perdida	Días laborales	24.792	259.455
	Días de actividad restringida	128.124	1.340.866
	Días de actividad restringida menor	241.316	2.525.464

Se observa que el año 2030 se reducirían en 2535 (147 en 2025) los casos de mortalidad asociadas a las emisiones directas de MP2,5 y en 412 (113 en 2025) los asociados al MP2,5

secundario (a través de emisiones NOx), para una reducción total de 2.947 (260 en 2025) casos de mortalidad ese año. Similarmente se detalla el impacto total a nivel nacional del escenario en los demás efectos en salud.

### 8.3.3 Externalidades en salud valoradas periodo 2020-2030.

Finalmente, al multiplicar los casos de cada efecto físico por el valor del mismo se obtiene un valor monetario para las externalidades positivas o co-beneficios en salud asociados a la mitigación de GEI. El siguiente gráfico presenta el valor anual de los efectos en salud distinguiendo entre mortalidad y morbilidad para el periodo 2020-2030. Se observa que los beneficios monetarios anuales asociados a mitigar los GEI crecen desde 881 mil UF en 2021 a 38.009 mil UF en 2030. La mayor parte de estos beneficios, sobre el 98 %, provienen de reducir la mortalidad.

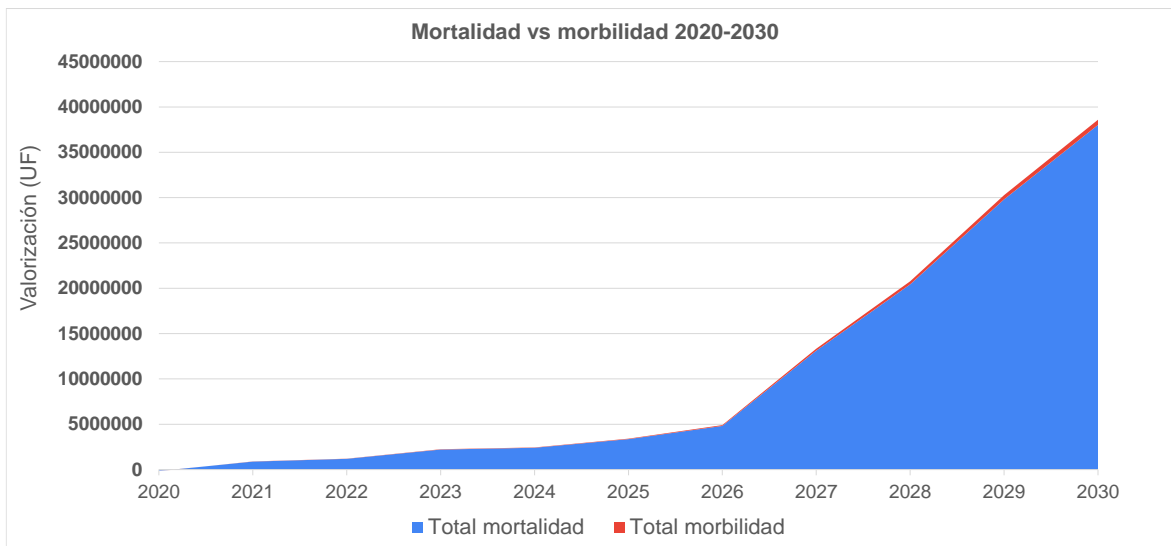


Figura 54: Valoración efectos físicos mortalidad y morbilidad 2020-2030 [UF/caso]

Por otra parte, la siguiente figura presenta la proporción de los cobeneficios en salud que se puede atribuir a las emisiones de MP2,5 directas y al MP2,5 secundario generado por NOx, respectivamente. Se observa que la importancia del MP2,5 secundario en los cobeneficios va disminuyendo hasta llegar al 14% el 2030.

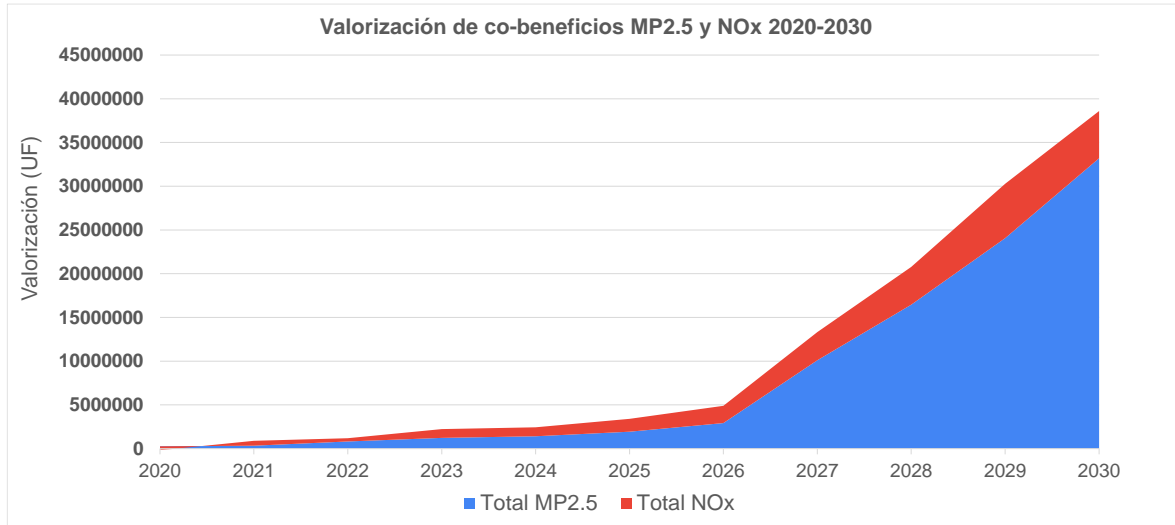


Figura 55: Valoración co-beneficios MP2.5 y NOx 2020-2030 [UF/caso]

Este flujo de beneficios anuales permite obtener un valor presente de la externalidad en salud para el periodo 2020-2030 al año 2025. Para ello es necesario descontar utilizando la tasa social de descuento la que es de 5,5%<sup>20</sup> para Chile. Con ello, el valor presente al año 2025 de estos beneficios en el periodo es de \$99,0 millones de UF (3.816 millones USD<sup>21</sup>), Esto equivale a un flujo anual constante en el periodo 2020-2030 de 9,4 millones de UF (361 millones USD) por año.

<sup>20</sup> Ver el Documento “Precios Sociales” del Sistema Nacional de Inversiones (2024), en: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://sni.gob.cl/storage/docs/Informe\\_precios\\_sociales\\_2024\\_SNI-Chile.pdf](chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://sni.gob.cl/storage/docs/Informe_precios_sociales_2024_SNI-Chile.pdf)

<sup>21</sup> Se utilizan valores del 30 de diciembre del 2024: 1 USD=\$997; 1UF=\$38.414

## 8.4 Resultados 2031-2050: Externalidades en salud para escenarios analizados

En esta sección se presenta la valoración de las externalidades en salud asociadas a la aplicación del conjunto de medidas que son parte del escenario con proyecto para el periodo 2031 a 2050. A continuación se presentan los resultados agregados a nivel nacional. Los valores de la externalidad en salud a nivel provincial se pueden encontrar en el enlace

### 8.4.1 Diferencial de emisiones.

A partir de los datos presentados en la sección 8.2 se estiman las diferenciales de emisiones anuales de MP2.5 y NOx que se presentan en los siguientes gráficos para el periodo 2031-2050. Cabe señalar que estas son reducciones significativas por lo que cabe esperar una estimación alta de co-beneficios en salud.

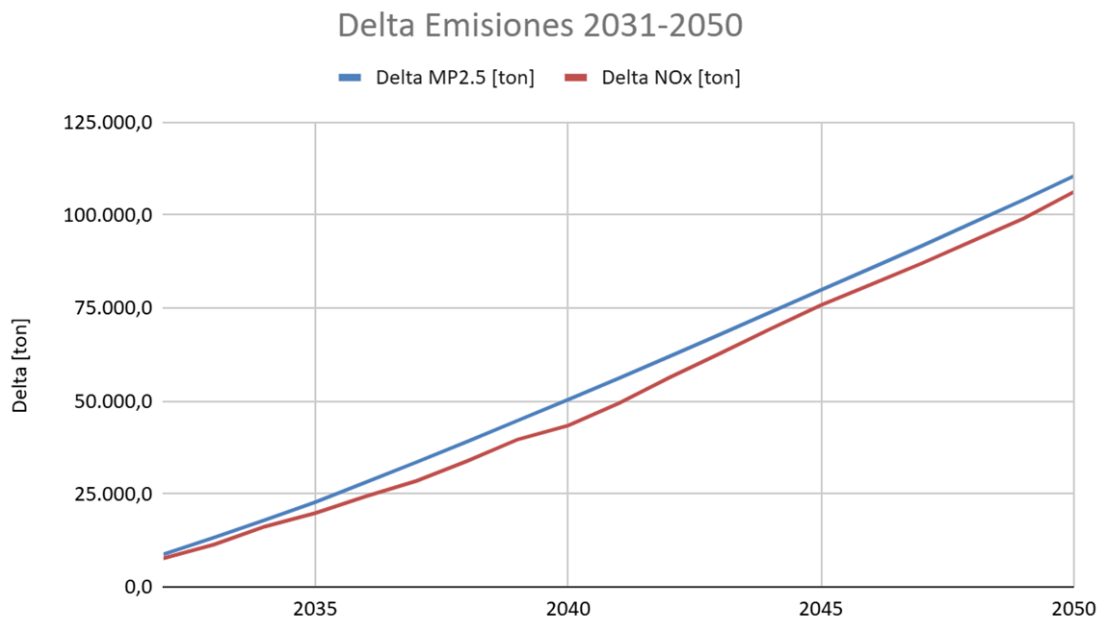


Figura 56: Delta emisiones MP2.5 y NOx para el periodo 2020-2030

#### 8.4.2 Reducción en efectos físicos

Siguiendo la metodología de la sección 8.1.2 se procede a utilizar los deltas de emisiones provinciales para estimar los delta de concentraciones de MP2,5 asociadas a su emisión primaria y formación secundaria a partir de NOx, en cada provincia, para el periodo 2031-2050. Luego, aplicando la metodología de la sección 8.1.3 se estima el impacto en salud en cada provincia para cada año. Luego se suman los co-beneficios por provincia para obtener el total nacional por efecto. En los cuadros siguientes se presentan los impactos en salud para el año 2040 y 2050 a nivel nacional por tipo de efecto y contaminante, para ilustrar el tipo de resultados que se obtienen.

Tabla 33: Efectos físicos MP2.5 2040 y 2050, valores expresados en número de casos.

Tipo de efecto	Efecto	2040	2050
<b>Mortalidad</b>	<b>Largo Plazo</b>	7.781	20.776
<b>Admisiones Hospitalarias</b>	<b>Asma</b>	167	360
	<b>Cardiovascular</b>	2.442	6.29
	<b>Respiratoria Crónica</b>	1.109	2.757
	<b>Neumonía</b>	3.343	8.893
<b>Visita Salas de Emergencia</b>	<b>Asma</b>	65.308	141.497
<b>Productividad Perdida</b>	<b>Días laborales</b>	530.675	1.166.617
	<b>Días de actividad restringida</b>	2.742.528	6.029.078
	<b>Días de actividad restringida menor</b>	5.165.435	11.355.514

Tabla 34: Efectos físicos NOx 2040 y 2050, valores expresados en número de casos.

Tipo de efecto	Efecto	2040	2050
<b>Mortalidad</b>	<b>Largo Plazo</b>	1.485	4.257
<b>Admisiones Hospitalarias</b>	<b>Asma</b>	30	71
	<b>Cardiovascular</b>	441	1.232
	<b>Respiratoria Crónica</b>	157	422
	<b>Neumonía</b>	548	1.576

Tipo de efecto	Efecto	2040	2050
Visita Salas de Emergencia	Asma	14.438	33.692
Productividad Perdida	Días laborales	118.446	280.471
	Días de actividad restringida	612.132	1.449.476
	Días de actividad restringida menor	1.152.924	2.730.027

Se observa que el año 2040 se reducirían en 7.781 los casos de mortalidad asociadas a las emisiones directas de MP 2,5 y en 1.485 los asociados a emisiones NOx, para una reducción total de 9.266 casos de mortalidad ese año. Para el 2050, estas reducciones en mortalidad alcanzan 20.776 para MP2.5, 4.257 para NOx, para un total de 25.033 casos de mortalidad evitada ese año. Similarmente se detalla el impacto total a nivel nacional del escenario en los demás efectos en salud. La reducción en efectos en mortalidad es importantes y es el resultado de la significativa reducción estimada en las emisiones tanto de MP2.5 como NOx en el periodo<sup>22</sup>, y el supuesto de linealidad entre la reducción de emisiones y la de concentraciones.

#### 8.4.3 Externalidades en salud valoradas periodo 2031-2050.

Finalmente, al multiplicar los casos de cada efecto físico por el valor del mismo se obtiene un valor monetario para las externalidades positivas o co-beneficios en salud asociados a la mitigación de GEI para el periodo 2031-2050.

<sup>22</sup> Esta significativa reducción resulta en una probable sobrestimación de las mejoras en salud en algunas Provincias, en particular para los años posteriores al 2040 debido a la no linealidad entre la importante reducción de emisiones y la de concentraciones. No se dispone de modelos que permitan corregir esta estimación. Una revisión de la diferencias en concentración provincial aplicando el modelo lineal indica que las reducciones de concentración en Cautín debieran examinarse en más detalle al superar éstas las concentraciones actuales al estimar vía el  $(\text{delta emisiones})/\text{FEC}$ . Las reducciones de concentraciones en Concepción y Ranco, si bien no superan el promedio anual de concentraciones en cada Provincia, al hacer el  $(\text{delta emisiones})/\text{FEC}$ , son bastante cercanas. En las demás comunas la reducción en concentraciones estimada por el método lineal es solo una fracción de la concentración inicial, por lo que esta aproximación es razonable.



El siguiente gráfico presenta el valor de los efectos en salud distinguiendo entre mortalidad y morbilidad. Se observa que los beneficios monetarios anuales asociados a mitigar los GEI crecen desde 9.431 mil UF en 2031 a 322.849 mil UF en 2050. La mayor parte de estos beneficios, sobre el 98%, provienen de reducir la mortalidad.

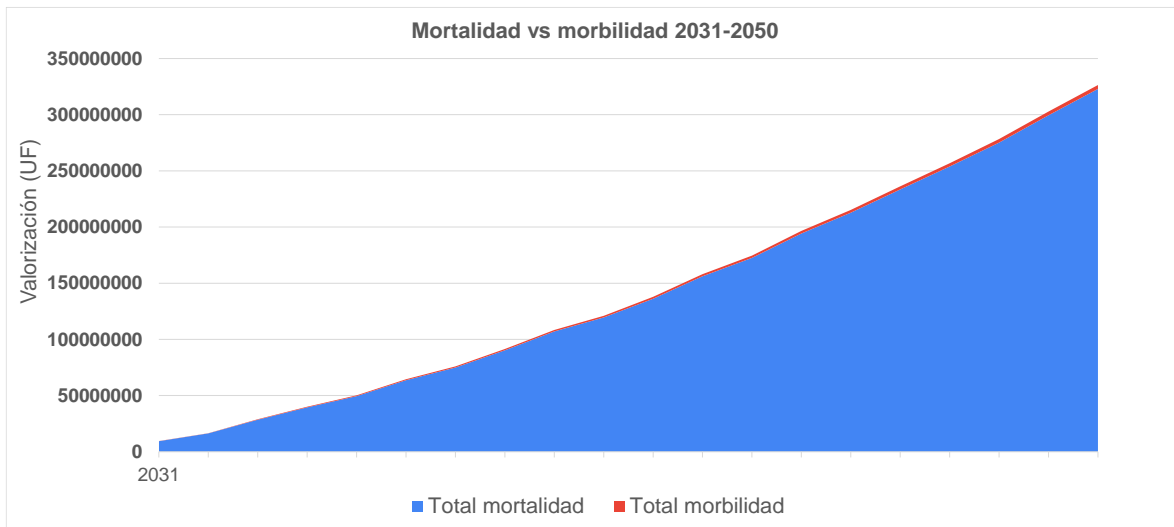


Figura 57: Valoración efectos físicos mortalidad y morbilidad 2031-2050 [UF/caso]

Finalmente, la siguiente figura presenta la proporción de los co-beneficios en salud que se puede atribuir a las emisiones de PM<sub>2,5</sub> directas y al PM<sub>2,5</sub> secundario generado por emisiones de NO<sub>x</sub>. Se observa que la importancia de los NO<sub>x</sub> en los cobeneficios totales varía entre el 16% y el 17% del total.

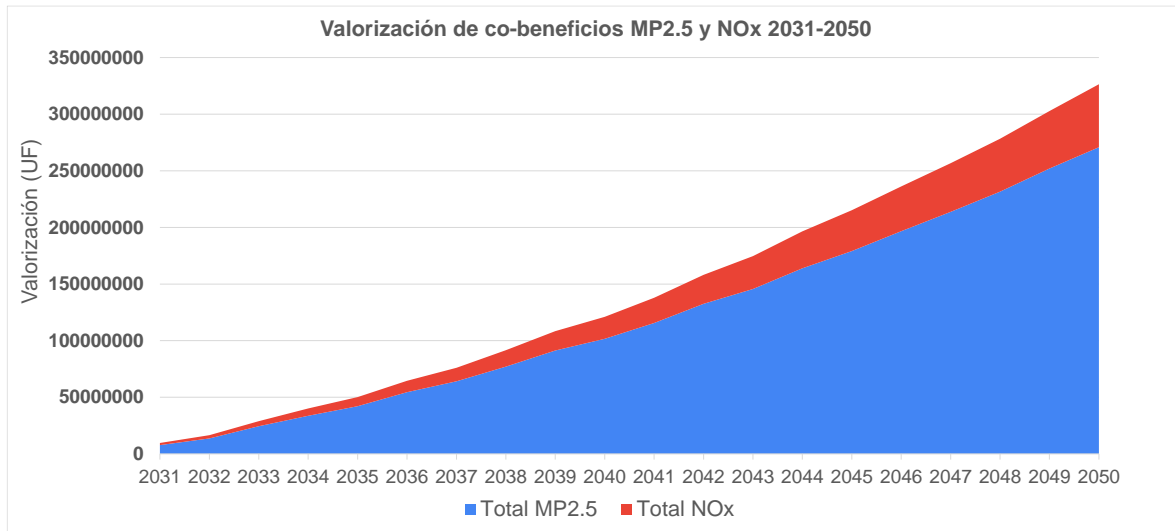


Figura 58: Valoración co-beneficios MP2.5 y NOx 2031-2050 [UF/caso]

Considerando una tasa social de descuento del 5,5% <sup>23</sup> se obtiene que el valor presente al año 2025 de los co-beneficios en salud entre 2031 y 2050 es de 1058 millones UF (40.776 millones USD) para el periodo 2030-2050.

## 8.5 Externalidades en salud valoradas para el periodo 2020-2050.

El valor presente de las externalidades o co-beneficios en salud obtenidos a partir de las medidas que se proponen para el escenario PSM2 hasta el 2030 y luego el escenario CN1 entre el 2031 y el 2050, corresponde a la suma de los beneficios obtenidos en las secciones anteriores. El siguiente cuadro presenta el valor presente al año 2025 para cada escenario en millones de UF y dólares, así como su equivalente anualizado para el escenario 2020-2030 y el escenario 2020-2050:

<sup>23</sup> Ver: <https://www.desarrollosocialyfamilia.gob.cl/noticias/ultima-actualizacion-de-la-tasa-social-de-descuento-genera-mejores-condiciones-de-promocion-de-la-in>

**Tabla 35: Valor (al año 2025) de las Externalidades en Salud de Escenarios de Mitigación Agregados (en Millones de UF y millones de USD)**

Moneda	Valor presente (año 2025) 2020-2030	Valor presente (año 2025) 2031-2050	Valor presente (año 2025) 2020-2050	Valor Anual 2020-2030	Valor Anual 2020-2050
Millones de UF al año 2025	<b>99</b>	<b>1.058</b>	<b>1.157</b>	<b>9,4</b>	<b>60,1</b>
Millones USD <sup>24</sup>	<b>3.816</b>	<b>40.766</b>	<b>44.583</b>	<b>361</b>	<b>2.317</b>

Fuente: Elaboración propia

De esta forma, se concluye que las externalidades por concepto de cobeneficios en salud para el periodo 2020-2050, asociados a las medidas de mitigación de GEI aplicadas en todo este periodo, alcanzan un valor presente al año 2025 de 1.157 millones UF (44.583 millones USD). Esto equivale a un flujo anual entre el 2020 y el 2050 de 60,1 millones de UF (2.317 millones USD) por año.

Cabe señalar finalmente que, si se considera solo el escenario PSM\* con medidas de mitigación solo hasta el año 2030, los beneficios por externalidades en salud asociados a mitigar GEI alcanzan un valor presente al año 2025 de 99 millones de UF (3.816 millones USD). Esto equivale a un flujo anual de 9,3 millones de UF (361 millones USD) por año entre el 2020 y el 2030.

<sup>24</sup> Se utilizan valores del 30 de diciembre del 2024: 1 USD=\$997; 1UF=\$38.414

## 9 Análisis de costos totales con externalidades

En esta sección se actualizan los costos de abatimiento con los cobeneficios asociados a la reducción de externalidades de cada medida. Para esta actualización se agregan el valor presente de los cobeneficios de cada medida a los CAPEX y OPEX calculados en la sección de costos.

En cada tabla se muestra la mitigación de cada medida en el periodo, el costo de abatimiento de cada medida, el valor presente de las externalidades y el nuevo costo de abatimiento incluyendo la cuantificación monetaria de los cobeneficios. Las medidas se ordenan en base a los costos de abatimiento con externalidades del menor al mayor<sup>25</sup>.

Tabla 36 Medidas ordenadas por costo de abatimiento con externalidades para el periodo 2025-2030.

2025-2030					
Sector	Medida	Mitigación [millón tCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento s/externalidades [USD/ton]	VAN Externalidades [MMUSD]	Costo Abatimiento c/externalidades [USD/ton]
Residencial	Energía distrital	0.0	1376	-9	-4579
Residencial	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - calefacción eléctrica	0.7	283	-1835	-2396
Transporte	Electromovilidad - buses RM (no RED)	0.0	-657	-12	-917
Residencial	Fomento al uso de energía solar para agua caliente sanitaria (ACS)	0.1	-395	-1	-406
Comercial	Fomento a la energía eléctrica en usos motrices en el sector comercial.	0.3	-247	-40	-389
Transporte	Electromovilidad - buses RM (RED)	2.5	-193	-476	-382

<sup>25</sup> Las medidas no implementadas en el periodo no tienen costos de abatimiento, por ejemplo medidas asociadas al H2 en el periodo 2025-2030.

2025-2030					
Sector	Medida	Mitigacion [millón tCO2e]	Costo Abatimiento s/externalidades [USD/ton]	VAN Externalidades [MMUSD]	Costo Abatimiento c/externalidades [USD/ton]
Residencial	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - cocción eléctrica	0.0	-314	-1	-339
I&M	SST - industrias	1.6	-285	-16	-295
Transporte	Electromovilidad - vehículos medianos	0.7	-144	-79	-257
I&M	Electrificación de usos motrices - industrias	1.5	-172	-103	-239
Transporte	Electromovilidad - buses regiones	0.1	-91	-7	-205
Transporte	Electromovilidad - taxis	1.0	-166	-2	-168
Comercial	Fomento a la calefacción eléctrica en el sector comercial.	0.2	-122	-6	-151
Cobre	Camiones sustentables – minería del cobre	1.4	-116	-3	-119
I&M	Electrificación de usos motrices - minería	1.2	-38	-25	-60
I&M	SST - minería	0.1	-24	-1	-31
Residencial	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - Electrificación de ACS	0.0	14	-1	0
I&M	H2 usos térmicos - minería	0	26	0	26

2025-2030					
Sector	Medida	Mitigación [millón tCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento s/externalidades [USD/ton]	VAN Externalidades [MMUSD]	Costo Abatimiento c/externalidades [USD/ton]
Transporte	Electromovilidad - vehículos livianos	5.4	34	-20	30
I&M	Electrificación térmica - minería	0.1	72	0	72
Transporte	Electromovilidad y H <sub>2</sub> - camiones	2.3	342	-253	231
I&M	Electrificación térmica - industrias	1.2	348	-55	304
Transporte	H <sub>2</sub> y diésel renovable - tractocamiones	0.1	349	-2	328
Generación Eléctrica	Descarbonización de matriz	2.5	373	-93	336
I&M	H <sub>2</sub> usos térmicos - industrias	0.3	522	-40	389
Cobre	Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX	0.7	538	-1	536
Residencial	Implementación de la actualización de la reglamentación térmica	0.3	2641	-514	620
Transporte	Transporte aéreo (SAF)	0.1	635	0	635
Residencial	Reacondicionamiento térmico de viviendas vulnerables	0.1	2723	-224	682
I&M	Hidrógeno de usos motrices - industrias	0	-	-	-

2025-2030					
Sector	Medida	Mitigación [millón tCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento s/externalidades [USD/ton]	VAN Externalidades [MMUSD]	Costo Abatimiento c/externalidades [USD/ton]
I&M	Hidrógeno de usos motrices - minería	0	-	-	-

Tabla 37 Medidas ordenadas por costo de abatimiento con externalidades para el periodo 2031-2050.

2031-2050					
Sector	Medida	Mitigación [millón tCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento s/externalidades [USD/ton]	VAN Externalidades [MMUSD]	Costo Abatimiento c/externalidades [USD/ton]
Residencial	Energía distrital	0.3	787	-1175	-3035
Residencial	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - calefacción eléctrica	22.6	100	-29592	-1211
Transporte	Electromovilidad - buses RM (RED)	7.2	-93	-821	-207
Comercial	Fomento a la energía eléctrica en usos motrices en el sector comercial.	6.5	-113	-523	-193
I&M	SST - industrias	5.2	-133	-106	-154
Residencial	Fomento al uso de energía solar para agua caliente sanitaria (ACS)	0.7	-144	-5	-151
I&M	Electrificación de usos motrices - industrias	15.7	-79	-878	-135
Residencial	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - cocción eléctrica	4.0	-108	-76	-127

2031-2050					
Sector	Medida	Mitigación [millón tCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento s/externalidades [USD/ton]	VAN Externalidades [MMUSD]	Costo Abatimiento c/externalidades [USD/ton]
Transporte	Electromovilidad - taxis	19.0	-102	-27	-103
Comercial	Fomento a la calefacción eléctrica en el sector comercial.	4.3	-69	-61	-83
Transporte	Electromovilidad - buses RM (no RED)	1.8	51	-214	-67
I&M	SST - minería	0.4	-18	-20	-66
Cobre	Camiones sustentables – minería del cobre	39.1	-50	-48	-51
I&M	Hidrógeno de usos motrices - industrias	5.1	3	-248	-46
I&M	Electrificación de usos motrices - minería	8.4	-21	-83	-31
I&M	H2 usos térmicos - minería	0.2	32	-14	-29
Residencial	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - Electrificación de ACS	4.0	1	-35	-8
I&M	Hidrógeno de usos motrices - minería	3.8	-3	0	-3
Transporte	Electromovilidad - vehículos medianos	74.2	19	-1629	-3
Transporte	Electromovilidad - vehículos livianos	118.4	18	-360	15



2031-2050					
Sector	Medida	Mitigación [millón tCO <sub>2</sub> e]	Costo Abatimiento s/externalidades [USD/ton]	VAN Externalidades [MMUSD]	Costo Abatimiento c/externalidades [USD/ton]
I&M	Electrificación térmica - minería	0.8	30	0	30
Transporte	H2 y diésel renovable - tractocamiones	31.1	66	-653	45
Residencial	Reacondicionamiento térmico de viviendas vulnerables	1.0	1378	-1261	79
I&M	Electrificación térmica - industrias	11.9	213	-240	193
Transporte	Electromovilidad - buses regiones	7.0	235	-278	196
I&M	H2 usos térmicos - industrias	3.4	315	-132	276
Cobre	Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX	4.7	290	-7	288
Transporte	Electromovilidad y H2 - camiones	16.2	401	-644	361
Transporte	Transporte aéreo (SAF)	42.6	466	-1	466
Generación Eléctrica	Descarbonización de matriz	21.4	583	-93	579
Residencial	Implementación de la actualización de la reglamentación térmica	1.2	1823	-1461	589

De los resultados obtenidos, se destaca el notable impacto de los cobeneficios en las medidas de calefacción eléctrica, especialmente en aquellas que reducen el consumo de leña. La medida de calefacción distrital, que disminuye directamente el uso de leña, muestra una mejora significativa en los costos de abatimiento, pasando de ser una opción poco atractiva, a convertirse en la medida con el mejor costo de abatimiento. De manera similar, la calefacción eléctrica, que inicialmente presentaba un costo positivo (poco atractiva), ahora resulta costo-efectiva debido a la considerable reducción en el consumo de biomasa.

Otras medidas del sector CPR también se ven beneficiadas por los cobeneficios. Entre ellas, las de reacondicionamiento térmico y la implementación de la reglamentación térmica, que presentan mejoras notables en los costos, aunque no suficientes para cambiar de signo.

Finalmente, destacan medidas como la electrificación de agua caliente sanitaria (ACS), que resulta costo-efectiva en todos los períodos analizados, y la electrificación de usos motrices en el sector comercial, que genera cobeneficios significativos al reducir el consumo de diésel.

En el sector transporte, destacan los impactos positivos de los cobeneficios asociados a las medidas de reemplazo del consumo de diésel, comenzando con los buses urbanos (especialmente del sistema RED, debido a la mayor densidad poblacional), seguidos por los vehículos medianos y el transporte de carga. En el caso de los vehículos medianos, estas medidas logran un cambio de signo en el costo de abatimiento gracias al VAN negativo de sus externalidades.

Por otro lado, el impacto de los cobeneficios es menor en las medidas de reemplazo de gasolina, como en los taxis y vehículos livianos. Una situación similar se observa en el transporte aéreo, donde el reemplazo de kerosene y el limitado impacto en términos locales explican una menor contribución en la reducción de externalidades.

En los sectores de industria y minería, el impacto de los cobeneficios se refleja en la disminución parcial de los costos de abatimiento, derivada de la reducción del consumo de diésel asociada a las medidas implementadas. En algunos casos específicos, como el uso de hidrógeno para aplicaciones motrices en la industria y para usos térmicos en minería, el costo de abatimiento cambia de signo, pasando de positivo a negativo. Para el resto de las medidas, aunque no se observa un cambio de signo, sí se registra una reducción del costo de abatimiento proporcional a la disminución de emisiones.

## 10 Participación y visión de incumbentes

### 10.1 Metodología

Esta actividad tiene como objetivo incorporar como insumo del análisis la participación y visión de incumbentes de las proyecciones de emisiones, sus instrumentos de cambio climático y las medidas de mitigación. De acuerdo a la metodología propuesta en la Sección 2, el equipo consultor trató de integrar de la mejor manera posible las definiciones asociadas a los Planes Sectoriales elaborados por los distintos ministerios. Para cumplir con este objetivo, el equipo consultor organizó reuniones de trabajos y talleres presenciales para identificar las visiones y expectativas de corto y largo plazo (para los años 2030, 2035, 2050) sobre las fuentes de emisión y las medidas y acciones de mitigación asignadas a las 7 autoridades sectoriales según lo determinado por la LMCC.

Para los talleres de trabajo se identificaron las siguientes instituciones (incumbentes).

#### Incumbentes:

- Ministerio de Energía
- Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones
- Ministerio de Minería
- Ministerio de Vivienda y Urbanismo
- Ministerio de Obras Públicas
- Ministerio de Medio Ambiente
- También se han incorporado a los talleres de trabajo profesionales del Ministerio de Agricultura y ODEPA.

Además de los talleres de trabajo, es importante destacar que se realizaron una serie de reuniones de trabajo en las cuales ha participado representantes del MMA y Min. de Energía. Dichas instancias se han utilizado para discutir sobre aspectos de implementación de las medidas incluidas en los planes sectoriales.

Los talleres de trabajo se llevaron a cabo en las instalaciones del Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. La siguiente tabla muestra la propuesta de talleres a realizar.

Tabla 38: Taller de trabajo con incumbentes

Taller	Fecha	Principales objetivos
Taller 1	4 de septiembre (ya realizado)	Análisis de medidas de mitigación y supuestos de implementación
Taller 2	23 de octubre (ya realizado al momento de entregar este informe corregido)	Resultados (preliminares) de proyecciones de escenarios. Revisión de resultados por sector.
Taller 3	Fecha exacta por confirmar con contraparte técnica.	Resultados finales. Revisión de propuesta de compromiso de reducción de emisiones de NDC actualizado.

## 10.2 Taller 1

El taller 1 se realizó el 4 de septiembre y contó con la presencia de profesionales de los distintos ministerios. El objetivo principal de este trabajo fue analizar los supuestos de implementación de las medidas de mitigación para los escenarios Base 2020-2023, PSM y CN1. La agenda de trabajo del taller fue la siguiente.

Tiempo	Contenidos
15:30-15:40	Descripción general del proceso de actualización del NDC. (Presenta Bruno Campos)
15:40-15:50	Presentación de medidas de mitigación identificadas. (Presenta Carlos Benavides)
17:50-16:00	Consultas
	Mesas de trabajo de los sectores transporte, vivienda, industria y generación eléctrica. Se realizaron 4 mesas de trabajo. Las mesas son facilitadas por los profesionales del Centro de Energía.
16:00 -17:20	Se revisaron las fichas de mitigación preparadas por el equipo de trabajo: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nivel de implementación de las medidas en trayectoria Base 2020-2030.</li> <li>▪ Nivel de implementación de las medidas en escenarios de carbono neutralidad.</li> </ul> Las fichas quedaron disponibles para recibir comentarios posteriores a la reunión.
17:20-17:30	Palabras de cierre y próximos pasos

Las presentaciones y fichas de medidas de mitigación se encuentran disponibles en el siguiente link:

[https://drive.google.com/drive/u/0/folders/1Wd9kdISp0XZ9xfWWvG6NQ2B\\_uZOjSLK6](https://drive.google.com/drive/u/0/folders/1Wd9kdISp0XZ9xfWWvG6NQ2B_uZOjSLK6)

A continuación, se muestran algunas fotos del evento.



Figura 59: Fotos del taller de trabajo 1.

### 10.3 Taller 2

El taller 2 se realizó el 23 de octubre. El objetivo principal de este taller fue revisar los resultados preliminares de proyección de emisiones de GEI para los distintos escenarios evaluados. La agenda de trabajo del taller fue la siguiente.

Tiempo	Contenidos
15:15-15:30	Estado actual de proceso de actualización del NDC Representante MMA
15:30-15:50	Resultados preliminares de proyección de emisiones de GEI. Principales supuestos de modelación. Carlos Benavides
17:50-16:00	Consultas
	<b>Mesas de trabajo de los sectores transporte, vivienda, industria y generación eléctrica</b>
16:00 -16:40	Revisión de proyección de emisiones por sector.

---

16:40-17:20	Revisión de proyección de emisiones por medida. Supuestos de modelación.
17:20-17:30	Palabras de cierre y próximos pasos

## 11 Participación de sectores de la sociedad u organizaciones

Esta actividad tenía como objetivo identificar sectores de la sociedad u organizaciones que puedan ser relevantes para identificar nuevas opciones de mitigación. Asimismo, también esta actividad tiene como objetivo revisar los supuestos de implementación de algunas de las medidas que están siendo incluidas en los escenarios evaluados y que fueron descritos en la Sección 3.

Para realizar esta actividad el equipo consultor organizó reuniones de trabajo para identificar opciones de mitigación innovadoras o no reconocidas en las políticas actuales de mitigación. Se identificaron los siguientes actores de interés.

**Tabla 39: Lista de actores para discutir nuevas opciones de mitigación o medidas en proceso de evaluación.**

Institución	Motivación
Consejo minero	<p>Análisis de medidas de mitigación incluidas en el sector minero, tales como el uso de hidrógeno y electrificación de camiones CAEX, electrificación de otros procesos mineros, etc.</p> <p>Reunión realizada el 22 de octubre con miembros del consejo. Asimismo, se han agendado 2 reuniones adicionales ligados a esta instancia.</p>
Grupo de trabajo que trabaja en la hoja de Ruta SAF	<p>Revisión de medida de mitigación asociada al uso de SAF en transporte aéreo.</p> <p>Reunión realizada con división del Ministerio de Energía que trabajó en la hoja de ruta.</p>
Comité de Carbono-Neutralidad y Resiliencia	<p>Grupo que actualmente se encuentra trabajando en detectar brechas y elaborar una propuesta de corto y mediano plazo en el proceso de descarbonización. Se recomienda realizar reunión.</p>
CORFO	<p>Revisión de medida de mitigación asociadas al uso y producción de hidrógeno verde. Se recomienda realizar reunión.</p>



---

DIRECTEMAR	Revisión de medidas asociadas al uso de hidrógeno y amónica en transporte marítimo. Se recomienda realizar reunión.
Otros actores	Otros actores por definir en común acuerdo con la contraparte técnica.

## 12 Conclusiones

En este estudio se evaluaron distintos escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero con el propósito de apoyar la actualización del NDC para el periodo 2025-2035. La NDC vigente de 2020 estableció como meta mantener un nivel de emisiones inferior a 95 millones de tCO<sub>2e</sub> para el año 2030 y limitar las emisiones acumuladas entre 2020 y 2030 a un máximo de 1.100 millones de tCO<sub>2e</sub>.

Según las proyecciones del escenario Base PSM, las medidas incluidas en los planes sectoriales actuales no serían suficientes para alcanzar las metas de la NDC vigente. Por esta razón, resulta urgente evaluar nuevos instrumentos que permitan incorporar medidas adicionales o incrementar los niveles de implementación de las ya existentes. En respuesta a esta necesidad, se desarrolló el escenario Base PSM\*. Este escenario proyecta un nivel de emisiones de 94,3 millones de tCO<sub>2e</sub> para 2030, aunque el presupuesto de emisiones acumuladas se supera en un 3,4%.

A partir de 2030, se consideran los escenarios CN1 y CN2, los cuales permitirían alcanzar la meta de carbono neutralidad en 2050. Ambos escenarios suponen que para 2030 se cumple con la NDC vigente. Para 2035, las proyecciones indican niveles de emisiones de entre 86,7 y 89,0 millones de tCO<sub>2e</sub> en los escenarios CN2 y CN1, respectivamente, mientras que para 2050 se espera un rango de emisiones de entre 46,1 y 53,3 millones de tCO<sub>2e</sub>.

El sector transporte es actualmente la principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del país, y se proyecta que esta tendencia continúe en el mediano y largo plazo. Alcanzar las metas de la NDC vigente y las proyecciones para 2035 y 2050 requiere un aumento significativo en la adopción de vehículos de cero o bajas emisiones, tanto para el transporte de pasajeros como para el transporte de carga.

Por otro lado, las emisiones del sector de generación eléctrica han disminuido en los últimos años gracias a la incorporación masiva de energías renovables y al retiro gradual de las centrales a carbón. Mantener esta tendencia en el mediano y largo plazo es fundamental para cumplir con las metas de la NDC y alcanzar la carbono neutralidad. Sin embargo, las medidas de electromovilidad, junto con la electrificación de otros sectores, incrementarán significativamente la demanda eléctrica, ejerciendo presión sobre el sistema de generación eléctrica para incorporar más fuentes de energía renovable. Se proyecta que la participación de energías renovables en la matriz energética debería ser de aproximadamente del 86% para 2030 y del 90% para 2035 para lograr las metas propuestas.

Los escenarios de mitigación de gases de efecto invernadero también tienen un impacto positivo en la reducción de contaminantes como el MP2,5, NOx y el carbono negro. Se estima que el escenario CN1 podría evitar 20.776 casos de muertes en el año 2050 debido a la exposición de MP2,5 y 4257 muertes por NOx.

## 13 Bibliografía

BHP, 2024. Decarbonisation: Strategy and progress. Disponible en [https://www.bhp.com/-/media/documents/media/reports-and-presentations/2024/260624\\_decarbonisationroundtable.pdf](https://www.bhp.com/-/media/documents/media/reports-and-presentations/2024/260624_decarbonisationroundtable.pdf)

Carlos Benavides, Manuel Díaz, Raúl O' Ryan, Sebastián Gwinner, Erick Sierra (2021). Methodology to analyse the impact of an emissions trading system in Chile, *Climate Policy*, 21:8, 1099-1110.

Centro de Energía, 2022. "Opciones para lograr la carbono-neutralidad en Chile: una evaluación bajo incertidumbre". Estudio elaborado para BID y el MMA.

Centro de Energía. Modelo PMR. Disponible descripción en: <https://modelopmr.cl/#/acercade>

CESCO, 2024. Metas de reducción de emisiones. Disponible en <https://consejominero.cl/areas-de-trabajo/energia-y-descarbonizacion/>

COCHICO, 2024. Producción de cobre mina 2021-2022 y proyección periodo 2023 – 2034, a nivel nacional.

Coordinador Eléctrico Nacional, 2023. Propuesta de Planificación de la Transmisión para el periodo 2024.

Coordinador Eléctrico, 2024. Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada Visión. Disponible en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/HOJA-DE-RUTA-12-2024-V1.pdf>

Laengle, I.A., 2022. Distribución espacial y temporal de emisiones contaminantes generadas por sector transporte terrestre en ruta en las regiones de Chile. [Master dissertation, Universidad Técnica Federico Santa María. Institutional repository – Universidad Técnica Federico Santa María.

Ministerio de Energía, 2024. Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático.

Ministerio de Energía, 2024. Plan de descarbonización. Disponible en [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20241108\\_plan\\_descarbonizacion.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20241108_plan_descarbonizacion.pdf)

Ministerio de Vivienda y Urbanismo, 2024. Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático.

Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, 2024. Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático.

Ministerio de Minería, 2024. Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático.

Ministerio de Obras Públicas, 2024. Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático.

Ministerio de Energía, 2022. Actualización de Política Energética.

Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile, 2022. Análisis General del Impacto Económico y Social del Anteproyecto de Normas de Emisión Aplicables a Vehículos Pesados. Recuperado de <https://consultaciudadanas.mma.gob.cl/storage/epac/antecedentes/3817cd40-bea9-485f-a37f-90ae30b10940.pdf?form=MG0AV3>


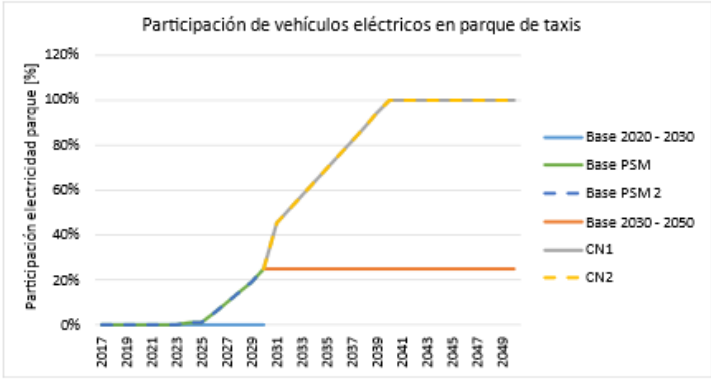
Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile, 2022. Análisis General del Impacto Económico y Social del Anteproyecto de Normas de Emisión Aplicables a Vehículos Pesados Euro VI. Recuperado de [https://planesynormas.mma.gob.cl/archivos/2022/proyectos/AGIES\\_AP\\_Euro\\_VI\\_pesados.pdf](https://planesynormas.mma.gob.cl/archivos/2022/proyectos/AGIES_AP_Euro_VI_pesados.pdf).

Osses, M., Rojas, N., Ibarra, C., Valdebenito, V., Laengle, I., Pantoja, N., Osses, D., Basoa, K., Tolvett, S., Huneus, N., 2022. High-resolution spatial-distribution maps of road transport exhaust emissions in Chile, 1990–2020. *Earth Syst. Sci. Data* 14, 1359–1376. <https://doi.org/10.5194/essd-14-1359-2022>.

## 14 Anexo

### 14.1 Medidas de mitigación (anexo digital)

Para cada medida de mitigación se desarrolló una ficha descriptiva como las que se muestran en las siguientes figuras. Cada ficha tiene los principales indicadores y supuestos de evaluación.

4 Electromovilidad – taxis y taxis colectivos	
<b>Título</b>	<b>Electromovilidad – taxis y taxis colectivos</b>
<b>Descripción general</b>	<p>Consiste en la incorporación de taxis y taxis colectivos de tecnología limpia en las flotas de transporte público de las ciudades, con el objetivo de reducir las emisiones contaminantes, mejorar la calidad del aire, y promover una movilidad más sostenible y eficiente.</p> <p>PSM MTT: Esta medida se sostiene en el recambio tecnológico de taxis y taxis colectivos propulsados por combustibles fósiles, a tecnología basada en la energía eléctrica.</p> <p>Esta medida considera una penetración del 100% de taxis eléctricos (colectivos y taxis básicos) al 2040 a nivel nacional.</p>  <p>Figura 4: Taxi eléctrico del programa Mi Taxi Eléctrico.</p>
<b>Base 2020-2030</b>	No hay implementación de la medida, se mantiene <del>mix</del> de ventas actual, es decir, sin penetración de vehículos eléctricos.
<b>PSM 2020-2030</b>	La participación de vehículos eléctricos es la siguiente: <b>2025: 0% y 2030: 25%.</b>
<b>PSM* 2020-2030</b>	Igual a PSM 2020-2030.
<b>Base 2030-2050</b>	Se mantiene participación del año 2030 hasta el 2050: <b>25%.</b>
<b>Carbono neutralidad 1</b>	La participación de vehículos eléctricos es la siguiente: <b>2035: 67%, 2040: 100% y 2050: 100%.</b>
<b>Carbono neutralidad 2</b>	Igual a carbono neutralidad 1.
<b>Resumen trayectorias de implementación</b>	<p>Participación de taxis eléctricos:</p> 
<b>Estado de implementación</b>	Participación de taxis eléctricos (diciembre 2022): 0,24% Parque de taxis eléctricos (diciembre 2022): 233
<b>Supuestos de modelación</b>	Ingreso de vehículos eléctricos tal que cumplan con la trayectoria de participación en la demanda de kilómetros recorridos.
<b>Supuestos de costos</b>	Costo BEV: 30.000 USD/vehículo. Fuente: PSM Energía (2024) Costo de operación: Asociado al precio de los energéticos
<b>Reducción de emisiones (MMtCO<sub>2</sub>eg)</b>	[2020 – 2030]: 0,82 2035: 0,46 2050: 1,46

Título	<b>Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - calefacción eléctrica</b>
Descripción general	Una medida de mitigación con alto impacto en los hogares es la electrificación residencial de usos como el agua caliente sanitaria (ACS), la cocción y la calefacción, reemplazando equipos de combustión por equipos eléctricos más eficientes. Esta medida no solo reduce las emisiones de GEI, sino que también disminuye las emisiones de contaminantes locales y la contaminación intradomiciliaria, factores cruciales para mejorar la calidad de vida de las personas que habitan en ciudades con problemas de contaminación severa, como la zona centro-sur de Chile. Esta ficha describe la electrificación de la calefacción eléctrica.
Base 2020-2030	No hay aumento de penetración de la tecnología
PSM 2020-2030	La participación de esta tecnología aumenta en 0,3% de los hogares al 2030. (16.000 nuevas viviendas)
PSM* 2020-2030	La participación de esta tecnología aumenta en 11% de los hogares al 2030 (640.000 nuevas viviendas)
Base 2030-2050	Se mantiene penetración adicional del 11% de los hogares al año 2050.
Carbono neutralidad 1	Aumenta penetración en 68% de los hogares al 2050. Para 2035 se tienen 1.580.000 viviendas adicionales con calefacción eléctrica. Para 2050 se tienen 5.000.000 de viviendas adicionales con calefacción eléctrica.
Carbono neutralidad 2	Sin cambios con respecto a CN1
Resumen trayectorias de implementación	<p>El gráfico muestra el porcentaje de recambio de calefactores a lo largo del tiempo para cuatro escenarios. El eje vertical representa el porcentaje de recambio de calefactores (de 0% a 100%), y el eje horizontal representa los años (de 2020 a 2050). Las trayectorias son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><b>Base 2020-2030:</b> Línea azul que permanece en 0%.</li> <li><b>PSM 2020-2030:</b> Línea naranja que permanece en 0%.</li> <li><b>Base 2030-2050:</b> Línea verde que permanece constante en 11% a partir de 2030.</li> <li><b>CN1:</b> Línea púrpura que comienza en 0% en 2020 y aumenta linealmente hasta alcanzar el 68% en 2050.</li> </ul>

Figura 60: Ejemplo de fichas descriptivas de las medidas de mitigación.

Las fichas de las medidas con la descripción de los niveles de implementación se encuentran en el Anexo Digital:

[https://drive.google.com/drive/folders/1wbQ5dA\\_wHnZb99oPokiql16TuoTFknrJ?usp=drive\\_link](https://drive.google.com/drive/folders/1wbQ5dA_wHnZb99oPokiql16TuoTFknrJ?usp=drive_link)

## 14.2 Drivers

### 14.2.1 Actualización del sector cobre

En base al Anuario Minería de Chile 2023 (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2023) se han actualizado las producciones de cobre fino equivalente para el año 2023.

Tabla 40: Producción minera de cobre, por región

Región	Cobre TM de fino 2023
I	735.595
II	2.999.778
III	389.763
IV	380.581
V	294.149
VI	352.067
VII	
VIII	-
IX	-
X	-
XI	289
XII	-
RM	215.519
XIV	-
XV	4.953

Fuente: Anuario Minería 2023

Usando la misma fuente, se actualizaron las leyes promedio de óxidos y sulfuros. La siguiente tabla muestra las leyes actualizadas.

Tabla 41: Leyes Promedio de Minería de Cobre en Chile, por Tipo de Proceso

	Promedio Ley 2023
Ley Óxidos (LX) %	0.44%
Ley Sulfuros (Concentrado) %	0.69%

Fuente: Anuario de Estadísticas del Cobre y Otros Minerales, 2004 - 2023.



### 14.2.2 Proyección del sector cobre

Respecto a la proyección de la producción de cobre a nivel nacional, en la figura siguiente se presentan los 3 escenarios de producción futura de cobre (base, alto y bajo) en el periodo 2021 – 2034 que propone Cochilco (2024) en sus escenarios prospectivos oficiales

Se observa una reducción de los valores proyectados en ejercicios prospectivos anteriores, lo que se debe a que las operaciones existentes en 2023, tanto de sulfuros como de óxidos, y en particular las operaciones de óxido, disminuirán progresivamente su producción debido al envejecimiento natural de las leyes del mineral por su explotación, disminución de reservas, y en donde en importantes faenas se prevé un cierre en las líneas de óxido en el período analizado, sin perspectivas de proyectos de reposición que permitan su continuidad (Cochilco, 2024).

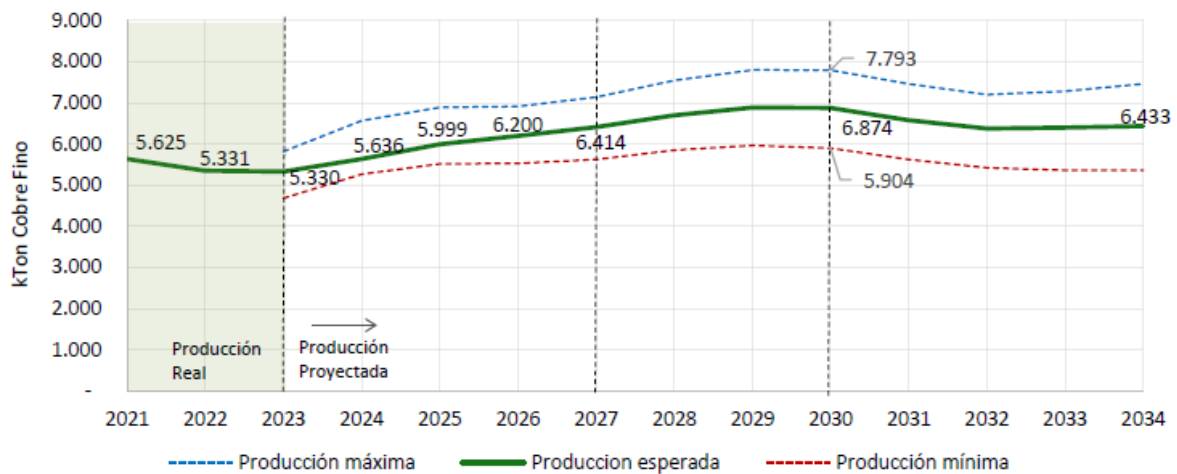


Figura 61: Producción de cobre mina 2021-2022 y proyección periodo 2023 – 2034, a nivel nacional. Fuente: Cochilco (2024).

Se espera que Chile alcance una producción de cobre de 6,43 millones de toneladas en 2034, creciendo a una tasa promedio anual de 1,7% desde 2023. El peak productivo se proyecta para 2029 con 6,88 millones de toneladas. Para el corto plazo, se prevé alcanzar las 6 millones de toneladas en 2025.

Cochilco dispone de otra proyección de la producción de cobre al año 2040, la que no es pública, pero que se utiliza para proyectar la producción a ese año, como se observa en la figura siguiente.

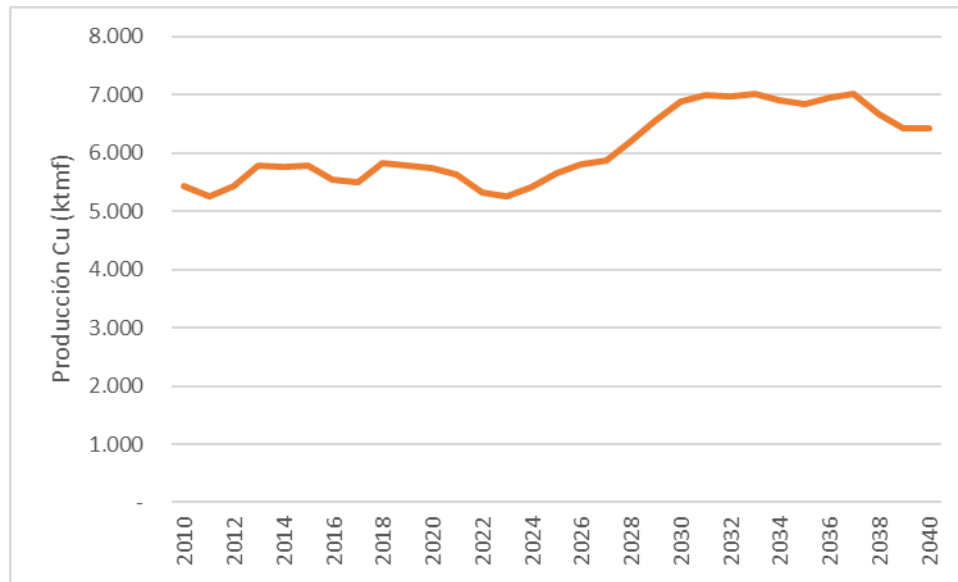


Figura 62: Producción escenario base, 2010- 2040. Fuente: Elaboración propia basado en Cochilco (2024)

Por otra parte, también se dispone de la proyección regional de cobre al año 2034 provista por Cochilco, la que se presenta en la siguiente figura.

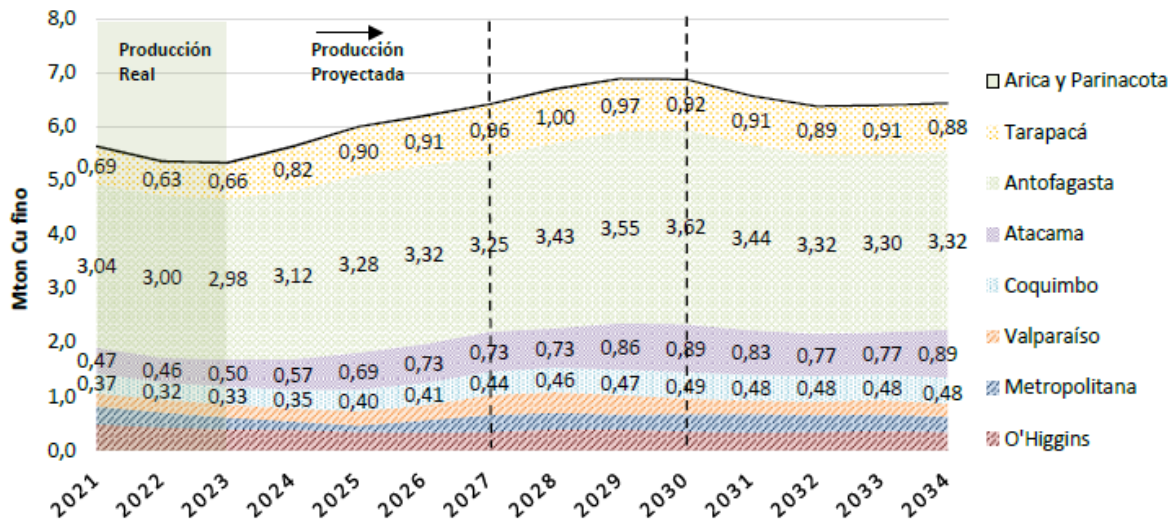


Figura 63: Producción regional de cobre 2021/22 y proyección de producción esperada por región 2023 – 2034. Fuente: Cochilco (2024).

De acuerdo al gráfico, se puede observar que las regiones con mayor crecimiento son Atacama, Coquimbo y Tarapacá. Por otro lado, a nivel de aporte productivo, Antofagasta seguirá siendo la región de mayor producción de cobre fino a nivel nacional con un aporte esperado de 51,6% en 2034.

### 14.2.3 Actualización otros sectores productivos

En la siguiente tabla se muestran los datos recopilados respecto a las producciones de otros sectores, obtenidos de las fuentes indicadas en la tabla. En el caso del sector Industrias Varias, éste se calibra basado en su aporte al PIB nacional y regional, por lo que no se incluye en esta sección

Tabla 42: Actualización de producción y demanda energética del sector industria y minería para el año 2023.

Sector	Producción (Miles t)	Fuente
Papel y Celulosa	5.030	CORMA / Anuario INFOR <sup>26</sup>
Hierro	9.549	Anuario Minería Chilena – SERNAGEOMIN <sup>27</sup>
Petroquímica (Metanol)	993	Methanex <sup>28</sup>
Minas Varias	20.973	Anuario Minería Chilena – SERNAGEOMIN
Cemento	3.800	FICEM <sup>29</sup> / Cámara Chilena de la Construcción <sup>30</sup>
Azúcar	604	ODEPA <sup>31</sup>
Siderurgia	1.193	Instituto Chileno del Acero y ALACERO <sup>32</sup>
Pesca	3.769	Anuario Estadístico SERNAPESCA <sup>33</sup>
Salitre	1.480	Anuario Minería Chilena – SERNAGEOMIN

Fuente: Elaboración propia.

El driver del sector papel y celulosa corresponde a la suma de la producción de pulpa la que se obtiene de los datos de CORMA e INFOR. Esta producción de pulpa incluye: pulpa mecánica, pulpa termodinámica y pulpa química. Los datos de producción están a nivel nacional por lo que la desagregación a nivel regional se realiza de acuerdo al aporte de las distintas plantas productivas a nivel regional de este sector.

Los datos del sector hierro se obtienen directamente del Anuario Minería Chilena 2023 de Sernageomin, del cual se obtiene la producción de hierro en miles de toneladas con una desagregación regional.

<sup>26</sup> <https://wef.infor.cl/index.php/publicaciones/boletines-estadisticos/anuario-forestal>

<sup>27</sup> <https://www.sernageomin.cl/anuario-de-la-mineria-de-chile/>

<sup>28</sup> <https://www.methanex.com/wp-content/uploads/2023-Annual-Report.pdf>

<sup>29</sup> Federación interamericana cemento

<sup>30</sup> <https://cchc.cl/centro-de-informacion/indicadores/indice-despacho-de-cemento>

<sup>31</sup> <https://www.odepa.gob.cl/estadisticas-del-sector/estadisticas-productivas>

<sup>32</sup> [https://cms.alacero.org/uploads/ALACERO\\_LATAM\\_Cifras\\_Noviembre\\_2023\\_ESP\\_5bbf3194d3.pdf](https://cms.alacero.org/uploads/ALACERO_LATAM_Cifras_Noviembre_2023_ESP_5bbf3194d3.pdf)

<sup>33</sup> <https://www.sernapesca.cl/informacion-utilidad/anuarios-estadisticos-de-pesca-y-acuicultura/>

Para el sector petroquímica se utiliza la producción de metanol publicado por Methanex, el cual se produce en su totalidad en la Región de Magallanes.

La producción utilizada en Minas Varias se obtiene del Anuario Minería Chilena 2023 de Sernageomin. La producción corresponde a la suma de todos los minerales que no son considerados en el sector cobre, hierro y salitre. Estos datos se encuentran desagregados a nivel regional y considera la producción de más de 20 tipos de minerales.

La producción de cemento se obtiene de las estadísticas de la Federación Interamericana de Cemento y de los datos de despacho de cemento de la Cámara Chilena de la Construcción para el año 2023. Los datos son a nivel nacional por lo que son desagregados a nivel regional proporcionalmente a la producción de las plantas en las distintas localidades del país.

Los datos de actividad pesquera se encuentran disponibles en el Anuario Estadístico de SERNAPESCA para la pesca extractiva y acuicultura. Los datos a nivel nacional fueron desagregados proporcionalmente según la producción reportada en el anuario en las distintas localidades del país.

El driver de la producción de azúcar corresponde a la producción de remolacha azucarera reportada en las estadísticas productivas de Odepa. Los datos están disponibles a nivel nacional regional, pero son desagregados a nivel regional proporcionalmente a los consumos del Balance Regional de Energía, que refleja las localidades donde se procesa y se produce el azúcar.

**Tabla 43: Participación regional de los sectores considerados en los drivers (en porcentaje).**

Sector/% regional	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	RM	XIV	XV	XVI
Papel y celulosa							11,3	60,5	3,5				9,0	9,8		5,8
Hierro			86,8	13,2												
Azúcar													2,5			97,5
Cemento		20,9	11,7		16,0		15,0	9,5					26,9			
Pesca	9,3	5,0		1,3				25,3		33,0	10,0	10,5			5,6	
Petroquímica												100				
Acero								68,5					31,5			
Salitre	5,5	94,5														
Minas Varias	13,8	50,0	15,7	4,7	2,8	0,5	0,5						11,4		0,4	

**Fuente:** Elaboración propia

#### 14.2.4 Proyección otros sectores productivos

A continuación se describe en forma detallada las metodologías y supuestos utilizados para actualizar las proyecciones de producción para cada subsector.

##### 1. Papel y celulosa

Para la proyección de la producción de la industria del papel y la celulosa se considera como driver principal para la modelación la producción de la pulpa de madera. Como se aprecia en el cuadro siguiente, la capacidad instalada de producción del país corresponde a 5,82 millones de toneladas, en plantas ubicadas en las regiones del Maule, Biobío, La Araucanía y Los Ríos.

Dada la puesta en marcha de la modernización y ampliación de la planta Arauco (Proyecto MAPA), la capacidad productiva anual ha aumentado a 7,3 millones de toneladas hacia el año 2023<sup>34</sup>, con una producción de 5 millones de toneladas en 2023 y un esperado de 5,8 para 2024. Con ello se podría llegar a una producción anual de 6 millones de toneladas a partir del año 2025, la que se mantiene constante, dado que no hay más proyectos de expansión de la capacidad que se conozcan.

---

<sup>34</sup> Ver <https://www.biobiochile.cl/noticias/nacional/region-del-bio-bio/2022/12/30/linea-3-de-proyecto-mapa-inicia-operaciones-planta-producira-2-100-000-toneladas-de-celulosa-al-ano.shtml>

Tabla 44: Plantas productoras de pulpa de madera, 2022.

Razón social <i>Commercial name</i>	Comuna <i>County</i>	Tipo de pulpa <i>Type of pulp</i>	Capacidad instalada / <i>Installed capacity (t)</i>
<b>Total/ Total</b>			5.825.000
<b>PULPA MECÁNICA Y TERMOMECÁNICA/ <i>MECHANICAL AND THERMOMECHANICAL PULP</i></b>			570.000
<b>REGIÓN DEL MAULE</b>			
Cartulinas CMPC SPA (Planta Maule)	Yerbas Buenas	Termomecánica, Pino radiata/ <i>Thermomechanical, Radiata pine</i>	380.000
<b>REGIÓN DEL BIOBÍO</b>			
Unipapel S.A.	San Pedro de la Paz	Termomecánica, Pino radiata/ <i>Thermomechanical, Radiata pine</i>	120.000
<b>REGIÓN DE LOS RÍOS</b>			
Cartulinas CMPC SPA (Planta Valdivia)	Valdivia	Termomecánica, Pino radiata/ <i>Thermomechanical, Radiata pine</i>	70.000
<b>PULPA QUÍMICA/<i>CHEMICAL PULP</i></b>			5.255.000
<b>REGIÓN DEL MAULE</b>			
Celulosa Arauco y Constitución S.A. (Constitución)	Constitución	Cruda, Pino radiata/ <i>Unbleached, Radiata pine</i>	355.000
Celulosa Arauco y Constitución S.A. (Licancel)	Licantén	Cruda, Pino radiata/ <i>Unbleached, Radiata pine</i>	160.000
<b>REGIÓN DE ÑUBLE</b>			
Celulosa Arauco y Constitución S.A. (Nueva Aldea)	Ránquil	Blanqueada, Pino radiata/ <i>Bleached, Radiata pine</i> Blanqueada, Eucalipto/ <i>Bleached, Eucalyptus</i>	1.070.000
<b>REGIÓN DEL BIOBÍO</b>			
Celulosa Arauco y Constitución S.A. (Arauco) (1)	Arauco	Blanqueada, Eucalipto/ <i>Bleached, Eucalyptus</i> Blanqueada, Pino radiata/ <i>Bleached, Radiata pine</i>	290.000 500.000
CMPC Pulp SPA (Laja)	Laja	Blanqueada, Pino radiata/ <i>Bleached, Radiata pine</i>	330.000
CMPC Pulp SPA (Santa Fé)	Nacimiento	Blanqueada, Eucalipto/ <i>Bleached, Eucalyptus</i>	1.500.000
<b>REGIÓN DE LA ARAUCANÍA</b>			
CMPC Pulp SPA (Padfíco)	Collipulli	Blanqueada, Pino radiata/ <i>Bleached, Radiata pine</i>	500.000
<b>REGIÓN DE LOS RÍOS</b>			
Celulosa Arauco y Constitución S.A. (Valdivia)	San José de la Mariquina	Blanqueada, Eucalipto/ <i>Bleached, Eucalyptus</i>	550.000

Fuente/Source: INFOR

Nota/Note

(1) Esta unidad industrial de Celulosa Arauco y Constitución ha sido objeto de un megaproyecto de inversiones denominado proyecto MAPA (Modernización y Ampliación de la Planta Arauco), con lo cual la capacidad instalada subirá de las actuales 790.000 toneladas a 2.100.000 toneladas de pulpa química. *This industrial unit of Celulosa Arauco y Constitución has been the subject of a megaproject of investments called MAPA project (Modernization and Expansion of the Arauco Plant), with which the installed capacity will reach 2,100,000 tons of chemical pulp.*

## 2. Producción de Petroquímica (Metanol)

En el caso de la producción de metanol, la compañía Methanex está ampliando su planta en Chile para procesar hasta 4 MMm<sup>3</sup>/día de gas argentino<sup>35</sup>. De esta forma, en la región se llegaría a procesar del orden de 1,35 millones de toneladas a partir de 2030, lo cual se mantiene por todo el horizonte de evaluación.

### **3. Producción de Azúcar**

Para este sector fueron utilizados los datos del Índice de cultivos anuales regionales de ODEPA 2023. Para proyectar este sector se utiliza el supuesto que corresponde a mantener las hectáreas plantadas constante en el tiempo, mejorando el rendimiento de la hectárea en 0.9% anual. De esta forma, al 2030 se llega a una producción de 940 mil toneladas de azúcar.

### **4. Producción de Siderurgia**

En este caso, no se conocen inversiones relacionadas a aumentos de producción en el sector, por lo que ésta se mantiene constante, en el valor promedio de los últimos años

### **5. Producción de Pesca**

De acuerdo al estudio “Proyecciones mundiales sobre la alimentación a 2030 (BCN, 2020)”<sup>36</sup> que presenta una revisión de las proyecciones mundiales sobre la alimentación de las principales agencias y organismos internacionales (en particular FAO y OECD), se estima que la producción pesquera en Chile llegará a 4,3 millones de toneladas al 2030, tendencia de crecimiento que se mantiene hasta el año 2040.

### **6. Producción de Salitre**

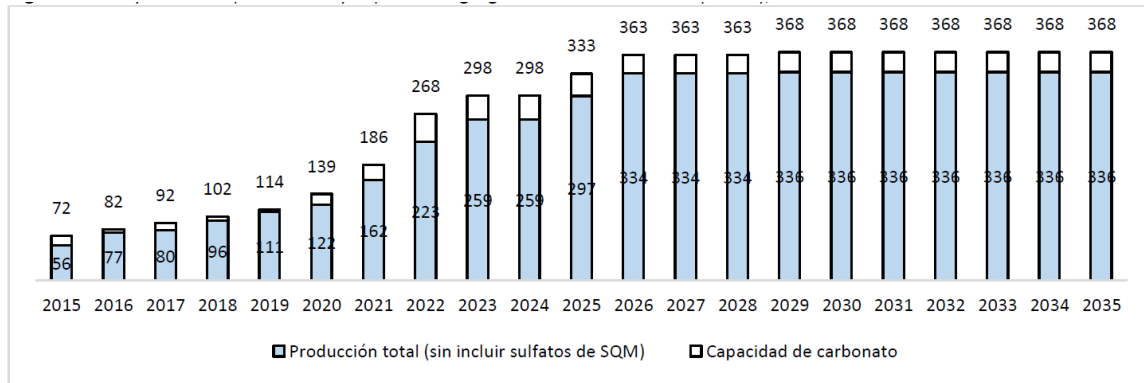
En este caso, para proyectar la producción de salitre se ha revisado el estudio “Oferta y demanda de litio hacia el 2035” (Cochilco, 2020) junto a opinión experta. Como se aprecia en el siguiente gráfico, la producción de litio aumentará progresivamente hasta llegar a 368 mil toneladas de compuesto de litio al año 2035. Adicionalmente, se estima que la producción de salitre no asociado a litio mantiene una producción constante de 1,2 millones de toneladas.

De esta forma, la producción total del sector salitre llega a 1,57 millones de toneladas al año 2035, valor que se mantiene constante en los años siguientes.

---

<sup>35</sup> <https://econojournal.com.ar/2023/03/exclusivo-methanex-amplia-su-planta-para-procesar-mas-gas-argentino-en-punta-arenas/>

<sup>36</sup> [https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29533/2/SUP\\_128903\\_Proyecciones\\_demanda\\_de\\_alimentos\\_a\\_2030\\_FINAL.pdf](https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29533/2/SUP_128903_Proyecciones_demanda_de_alimentos_a_2030_FINAL.pdf)



\*Sin considerar producción de sulfatos de litio para su conversión a Hidróxido de Litio.

Figura 64: Proyección de producción de litio y capacidad agregada estimada para Chile (2015 - 2035). Fuente: Cochilco (2020).

Por último, a modo de resumen, en la figura siguiente se presentan las proyecciones de la producción de cada uno de los sectores analizados más arriba.

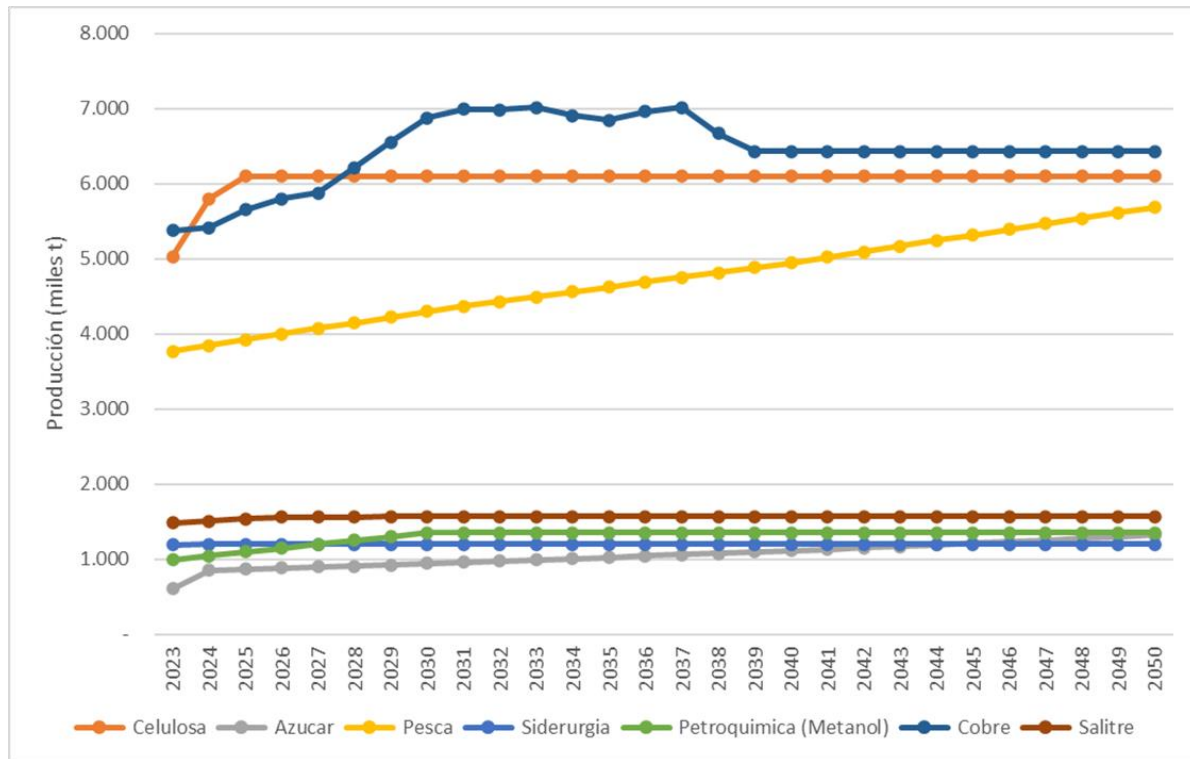


Figura 65: Trayectoria proyección de producciones de principales sectores de industria y minería (2023 - 2050)



## 14.3 Modelo PMR

### 14.3.1 Descripción general del modelo

El modelo PMR corresponde a un modelo de optimización cuya función objetivo minimiza el costo asociado al consumo de energía, el costo de inversión y el costo de operación y mantenimiento anual. El modelo también permite modelar los instrumentos de precio al carbono como el impuesto a las emisiones, los sistemas de permisos de emisiones transables y un sistema de norma de emisiones. Por tal motivo, en la función objetivo también se puede incluir el costo asociado al pago del impuesto, el costo de adquisición de derechos de emisiones y costo de adquisición de *offset* en otros sectores no energéticos.

El modelo de optimización está sujeto a un conjunto de restricciones tales como: balance entre producción y demanda, relación entre producción y consumo de energía, cotas máximas de producción o generación para cada proceso, potencias máximas factibles de instalar en cada año, límite de emisiones máximas, entre otras restricciones que se describen más adelante.

A diferencia de otros modelos, el modelo PMR no solo proyecta la capacidad instalada del sector generación eléctrica, sino que también estima la capacidad instalada de los distintos sectores energéticos que se requiere para satisfacer la demanda sectorial de los distintos sectores. Por ejemplo, a partir de las proyecciones de demanda de cobre, el modelo estima el consumo de energía y potencia instalada en camiones CAEX necesaria para satisfacer la producción de cobre esperada. Este enfoque facilita posteriormente la evaluación de costos de los escenarios y medidas de mitigación.

A continuación se describen las principales características y componentes del modelo sectorial que son claves para entender su lógica de funcionamiento.

#### Índices y variables

Para formular el problema de optimización se definen los siguientes índices:

- $i$  : Índice asociado a procesos productivos y/o tecnologías. Los procesos productivos pueden representar central eléctrica (para el sector generación eléctrica), industria, tecnología utilizada para producir calor, fuerza motriz, vehículos de transporte de pasajeros, vehículos de transporte de carga, etc.
- $r$  : Índice asociado a flujos de energía que entran y salen de cada proceso productivo.

- $k$  : Índice asociado a productos que ingresan o salen de cada proceso productivo (Ejemplo: gas natural, carbón, electricidad, calor, fuerza motriz, etc.).
- $d$  : Índice asociado a los distintos tipos de demanda que deben satisfacer los distintos procesos productivos. Por ejemplo: demanda de cobre, demanda de celulosa, demanda eléctrica, etc.
- $j$  : Índice asociado a los distintos tipos de energéticos definidos en el Balance Nacional de Energía (BNE) e Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI). Se incorporan los energéticos: diésel, petróleo combustible, gasolina, querosene, gas licuado, gasolina aviación, kerosene aviación, nafta, gas refinería, coque petróleo, derivados industria petróleo, electricidad, carbón, coque mineral, alquitrán, gas corriente, gas coque, gas alto horno gas natural, metano, biogás, biomasa, solar, eólica, hidroelectricidad.
- $s$  : Índice asociado a los distintos sectores productivos. Se utiliza la misma representación sectorial del BNE y/o INGEl (Ejemplo: generación eléctrica, industria del azúcar, papel y celulosa, minería del cobre, etc.).
- $u$  Índice asociado a los Gases de Efecto Invernadero (GEI). Se representan los gases del INGEl: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, SF<sub>6</sub>, HFC y PFC.
- $t$  : Índice asociado a años. El horizonte de evaluación se separa en años.
- $m$  : Índice asociado a etapas. Cada año se separa en etapas (meses)
- $b$  : Índice asociado a bloques. Cada etapa se separa en bloques.
- $bar$  : Índice asociado a barras representadas del sistema de transmisión
- $l$  : Índice asociado a las líneas de transmisión representadas.
- $cap$  : Índice asociado para definir los límites o cap sectoriales de emisiones de gases de efecto invernadero

Las variables del problema de optimización son las siguientes:

- $F(r, t)$  : Flujos que entran o salen de cada proceso productivo en el año  $t$  (en Tcal).
- $P(i, t)$  : Potencia nueva instalada asociada a cada proceso productivo en el año  $t$  (en MW, MWt u otra unidad que depende del proceso).
- $Ge(i, t, m, b)$  : Generación eléctrica (potencia media horaria) para cada proceso  $i$ , año  $t$ , etapa  $m$  y bloque  $b$  (en MW).
- $Fp(l, t, m, b)$  : Flujo positivo por la línea de transmisión  $l$ , año  $t$ , etapa  $m$  y bloque  $b$  (en MW).
- $Fn(l, t, m, b)$  : Flujo negativo por la línea de transmisión  $l$ , año  $t$ , etapa  $m$  y bloque  $b$  (en MW).
- $OFFSET(u, t)$  : Offset de emisiones asociada al gas de efecto invernadero  $u$  en el año  $t$  (en millón de toneladas de gas).

### **Función objetivo**

La función objetivo se muestra en la ecuación (1). El parámetro  $factor_t$  se utiliza para traer a valor presente los costos.

$$\text{Min} \sum_{i,t} factor_t \times (c_{oper} + c_{inv} + C_{coma} + c_{impuesto} + c_{offset}) \quad (1)$$

Donde  $c_{oper}$  es el costo de operación,  $c_{inv}$  es el costo de inversión,  $C_{coma}$  es el costo de operación y mantenimiento anual,  $c_{impuesto}$  es el pago asociado al impuesto y  $c_{offset}$  es el pago asociado a la compra de offset. El  $factor_t$  se calcula como  $factor_t = 1/(1 + tasa\ descuento)^{t-tinicial}$ . Las evaluaciones presentadas en las secciones siguientes fueron realizadas con una tasa de descuento de 6%.

Debido a que para expresar el costo de operación se utilizan variables distintas dependiendo de si trata del sector generación eléctrica u otro sector (industria y minería, transporte, comercial, etc.), se utilizan variables auxiliares para expresar estos costos. La ecuación (2) representa la expresión para calcular el costo de operación de los procesos que pertenecen al sector industria y otros sectores ( $c_{oper_{ind\ y\ otros}}$ ), mientras que la ecuación (3) representa el costo de operación del sector generación eléctrica ( $c_{oper_{generacion}}$ ):

$$c_{oper_{ind\ y\ otros}} = \sum_{r,j,t} F(r,t) \times Precio(j,t) \times FConPr(j) \quad (2)$$

$$c_{oper_{generacion}} = \sum_{i,j,t,m,b} Ge(i,t,m,b) \times CE(i) \times Precio(j,t) \times Fprecio(i) \quad (3)$$

Donde  $CE(i)$  es el consumo específico del proceso productivo  $i$  y  $Precio(j,t)$  corresponde al precio del energético  $j$  en el año  $t$ . El parámetro  $FConPr(j)$  se utiliza para ajustar las unidades entre el consumo de energía y el precio de los combustibles (por ejemplo, el precio de gas natural podría estar expresado en US\$/MMBTU pero el modelo supone que el flujo  $F(r,t)$  en Tcal). El valor de este parámetro depende de las unidades utilizada para cada precio de combustibles. El parámetro  $Fprecio(i)$  tiene la misma funcionalidad que el parámetro  $FConPr(j)$ , salvo que en este caso se utiliza un valor para cada proceso productivo y se utiliza principalmente para ajustar las unidades del consumo específico y precios de los combustibles de las distintas centrales eléctricas.

Por la misma explicación dada anteriormente, se utilizan variables auxiliares para representar los costos asociados al pago del impuesto del sector generación eléctrica ( $C_{impuesto_{ind\ y\ otros}}$ ) y los otros sectores ( $C_{impuesto_{generacion}}$ ). La ecuación (4) y (5) representan el pago del impuesto y/o el pago por los derechos de emisiones subastados en un sistema de emisiones transables, respectivamente.

$$C_{impuesto_{ind\ y\ otros}} = \sum_{r,j,u,t} F(r,t) \times factor(j) \times FE(j,u) \times Impuesto(j,u,t) \quad (4)$$

$$C_{impuesto_{generacion}} = \sum_{i,u,t,m,b} Ge(i,t,m,b) \times CE(i) \times factor(j) \times FE(j,u) \times Impuesto(j,u,t) \quad (5)$$

Donde  $FE(j,u)$  es el factor de emisión del energético  $j$  y del gas de tipo  $u$ . El parámetro  $Impuesto(j,u,t)$  corresponde al valor del impuesto (en US\$/ton gas). El impuesto se aplica sobre todos los procesos afectos a este pago. A través de los datos de entrada del modelo implementado, se pueden configurar o definir cuáles son los procesos (industrias, centrales eléctricas, etc.) afectos a este impuesto.

La ecuación (6) representa el costo de inversión en nuevos procesos, o aquellos procesos que terminan su vida útil. Mientras que la ecuación (7) representa el costo de operación y de mantenimiento no asociados al uso de combustibles.

$$C_{inv} = \sum_i \sum_t \sum_{tt=t} CINV(i,t) \times ([P(i,t) - P(i,t-1)]) \quad (6)$$

$$C_{coma} = \sum_i \sum_t \sum_{tt=t} COMA(i,t) \times [P(i,t) - P(i,t-1)] \quad (7)$$

Donde  $CINV(i,t)$  es el costo de inversión anualizado en el proceso  $i$ . Para expresar que el pago anualizado de la inversión se realiza a partir del año  $t$  en el cual se concreta el proyecto, se utiliza el índice auxiliar  $tt$  (por ejemplo, si la inversión se realiza en el año  $t$  igual a 2020, entonces el pago de la anualidad se realiza desde  $tt$  igual a 2020 hasta el año de término de la vida útil).

Finalmente, en la función objetivo se incluye un término para valorizar la compra de OFFSET en otros sectores.

$$c_{offset} = \sum_{u,t} OFFSET(u, t) \times COFFSET(u, t) \quad (8)$$

Donde  $COFFSET(u, t)$  es el costo de los OFFSET medido en (US\$/ton gas).

### **Restricción de límite de emisiones**

La ecuación (9) corresponde a la restricción de límite de emisiones máximas por años (o *cap* de emisiones como se conoce en inglés). La restricción se aplica sobre todos los procesos que participan del sistema de emisiones transables. A través de los datos de entrada del modelo implementado, se pueden configurar o definir cuáles son los procesos (industrias, centrales eléctricas, etc.) que participan de esta restricción total de emisiones. El modelo permite la definición de límites de emisión sectorial lo cual se representa a través del índice *cap*. Por ejemplo, se puede definir un límite de emisión para el sector generación eléctrica, sector industria y minería, etc.

$$\sum_i E(i, u, t) \leq limite(cap, u, t) + OFFSET(u, t) \quad \forall t, \forall u \quad (9)$$

Donde  $E(i, u, t)$  son las emisiones anuales de cada proceso  $i$ , gas de tipo  $u$  y año  $t$ ,  $limite(cap, u, t)$  es el límite de emisiones máximas y  $OFFSET(u, t)$  es una variable para representar la capacidad de compra de derechos de emisiones (o compensaciones) en otros sectores. Los offsets, o créditos de compensación, son un mecanismo de reducción de emisiones fuera del alcance de los sectores que participan del Sistema de Permisos de Emisiones Transables. Mediante este mecanismo una empresa podría compensar sus emisiones accediendo a derechos de emisión de bajo costo. Asimismo, la incorporación de offsets dan la posibilidad de generar y vender estas reducciones, lo que genera incentivos para mitigar emisiones en otros sectores y regiones.

### **14.3.2 Restricciones específicas del modelo industria, minería y otros sectores**

Las emisiones del sector industria y minería y otros sectores se representan a través de distintos procesos productivos y usos finales de la energía. Para ejemplificar la metodología utilizada, la siguiente figura representa la industria del azúcar. Para producir azúcar, se requiere energía para los procesos de calor, fuerza motriz y otros usos eléctricos (iluminación, artefactos eléctricos, etc.). La producción de calor proviene principalmente de

calderas que utilizan como principal energético el carbón, los usos motrices utilizan diésel (o energía eléctrica proveniente desde la red) y los otros usos eléctricos se alimentan desde la red de suministro de electricidad. En la figura se muestra que los flujos que entran y salen de cada proceso se representan con el índice  $r$ , los procesos se representan con el índice  $i$ , los productos se representan con el índice  $k$  y las demandas se representan con el índice  $r$ .

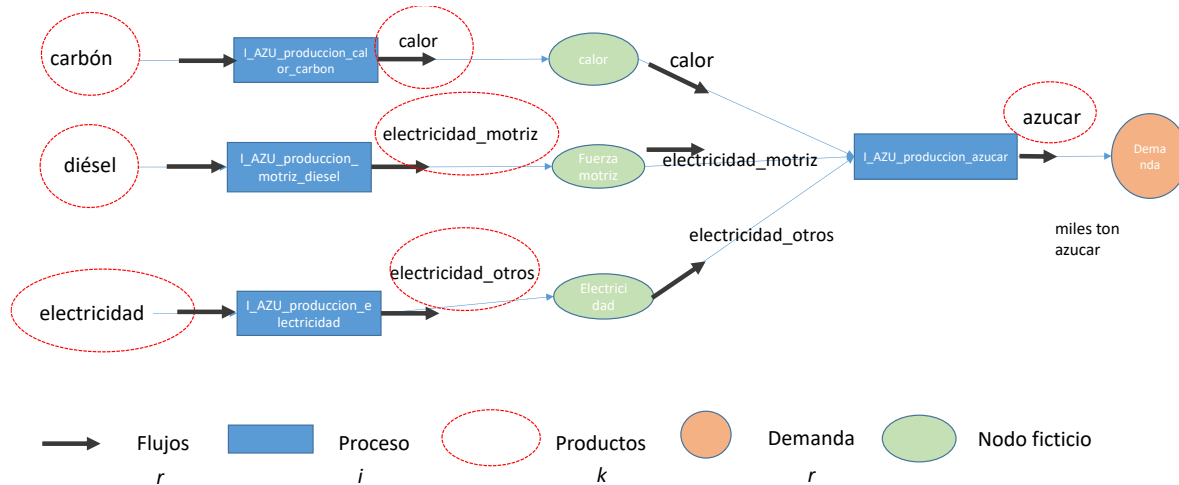


Figura 66: Ejemplo de la estructura del modelo del sector industria. Fuente: Elaboración propia.

Para modelar las medidas de mitigación, se representan distintos procesos productivos cuyo desarrollo podría ser fomentado por la aplicación de instrumentos de precio al carbono. Por ejemplo, la siguiente figura incorpora un proceso productivo asociado al recambio de la caldera de carbón, la implementación de medidas de eficiencia energética y el recambio de motores diésel por motores eléctricos. El modelo de optimización determina si conviene para esta industria la implementación de estas medidas dado los niveles de impuesto a las emisiones y/o a una restricción de límite de emisiones máximas (cap).

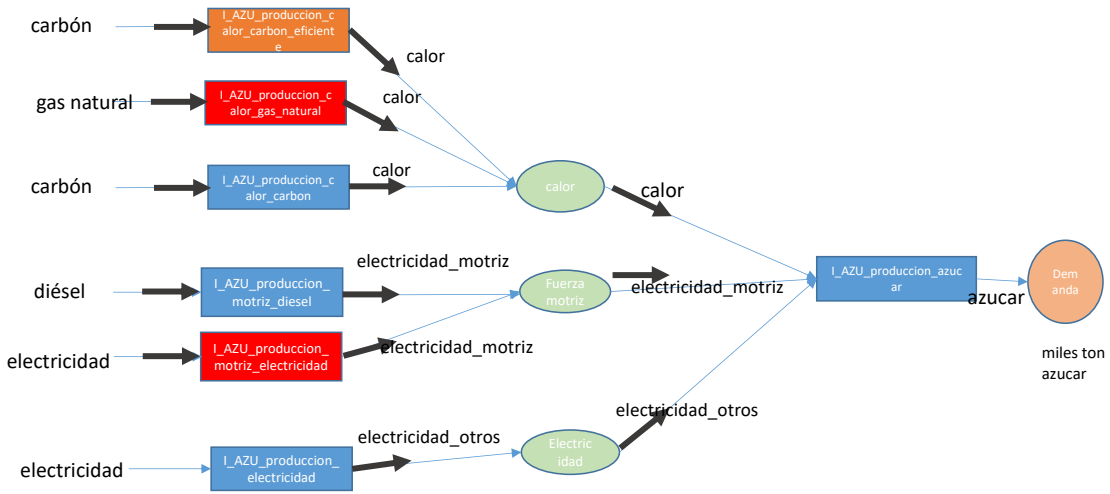


Figura 67: Ejemplo de modelación de medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.

El modelo también permite representar distintas industrias que utilizan distintas tecnologías para sus procesos productivos. La siguiente figura muestra dos industrias que satisfacen la demanda de azúcar pero que utilizan distintas tecnologías. Bajo este mismo esquema, el modelo permitiría representar industrias ubicadas en distintas zonas geográficas del país.

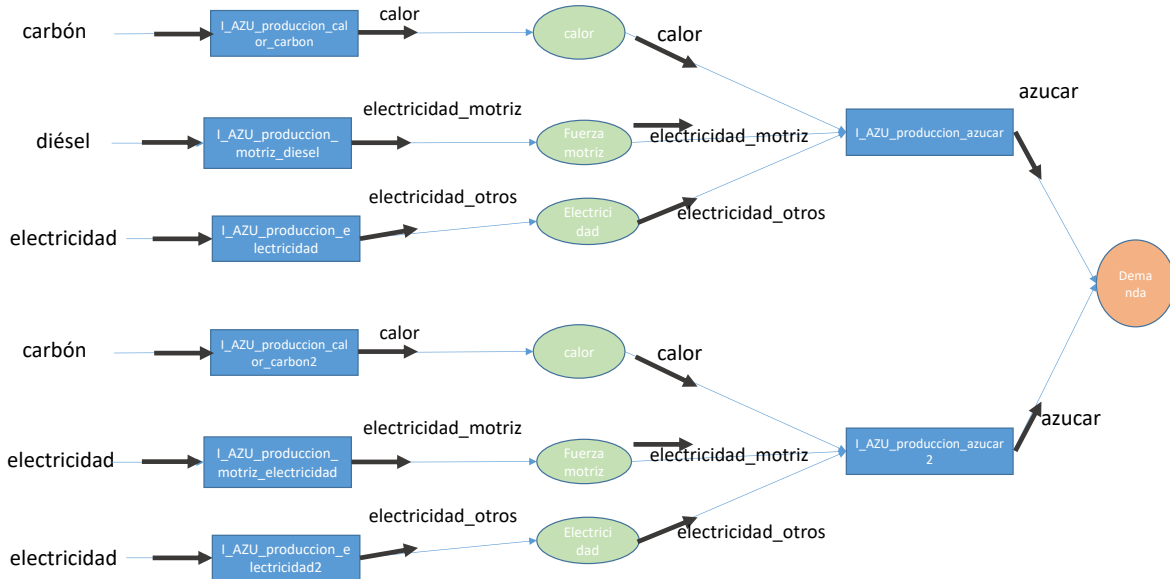


Figura 68: Ejemplo de modelación de varias industrias del mismo sector pero que utilizan tecnologías distintas para satisfacer la demanda de azúcar. Fuente: Elaboración propia.

### 14.3.2.1 Balance producción-demanda

Los productos finales de los procesos productivos satisfacen la demanda total de estos productos. La suma se realiza sobre todos los flujos de los procesos productivos que satisfacen la demanda del producto  $d$ .

$$\sum_{r \text{ tal que } demanda(r)=d} F(r, t) = demanda(d, t) \quad \forall d, \forall t \quad (10)$$

El parámetro  $demanda(d, t)$  representa demanda de cobre, demanda de celulosa, demanda de transporte (representada por PKM o TKM), etc. En la sección

### 14.3.2.2 Balance entrada-salida de cada proceso

Para cada proceso productivo se realiza un balance entre los flujos que salen del proceso y los flujos que entran. Se utiliza el parámetro intensidad para realizar este ajuste. La intensidad puede representar la cantidad de energía final demandada para producir el producto final (en miles de ton/Tcal) o representar la eficiencia de cada tecnología (en %) asociada a cada uso final.

$$F(r, t) = INTENSIDAD(r) \times \sum_{rr} F(rr, t) \quad \forall i, \forall r, \forall t \quad (11)$$

Donde  $r$  y  $rr$ , representan los índices asociados a los flujos de entrada y salida respectivamente de cada proceso productivo  $i$  en el año  $t$  (expresado típicamente en TCal).

### 14.3.2.3 Participación flujos de entrada

El modelo permite incorporar restricciones que fijan la participación de los flujos de entrada con respecto al total de los flujos. Esta restricción se utiliza para representar la participación de los usos finales (calor, motriz, otros usos eléctricos) con respecto al total del consumo de energía.

$$F(r, t) = Participación(r) \times \sum_{rr} F(rr, t) \quad \forall i, \forall r, \forall t \quad (12)$$



En este caso tanto  $r$  como  $rr$  representan los índices asociados a los flujos de entrada y salida respectivamente de cada proceso productivo  $i$  en el año  $t$  (expresados típicamente en TCal).

En el caso particular del sector industria y minería, tanto las intensidades como las participaciones de usos finales se obtienen de los resultados del proyecto “Herramienta para estimación, reporte y actualización de potenciales de eficiencia energética para el sector productivo” (proyecto CORFO Bien Público de Eficiencia Energética).

#### 14.3.2.4 Capacidad máxima

La producción máxima de cada proceso está limitada por la capacidad instalada.

$$F(r, t) \leq \text{Capacidad}(i) \times F\text{Planta}(i) \quad \forall i, \forall t \quad (13)$$

Donde  $F\text{Planta}(i)$  representa el factor de planta relacionado con las horas de uso promedio anual del proceso productivo. Para aquellos procesos que actualmente no encuentran en operación se formula la restricción de la siguiente manera:

$$F(r, t) \leq P(i, t) \times F\text{Planta}(i) \quad \forall i, \forall t \quad (14)$$

Donde  $P(i, t)$  es la capacidad instalada nueva del proceso  $i$ .

#### 14.3.2.5 Máxima inversión

La potencia instalada en nuevas tecnologías está limitada por un parámetro que define la máxima capacidad instalada por año.

$$P(i, t) \leq P\text{MAX}(i, t) \quad \forall i, \forall t \quad (15)$$

#### 14.3.2.6 Condición lógica

Para garantizar la condición de que las potencias instaladas sean incrementales, se impone una restricción adicional.

$$P(i, t) - P(i, t - 1) \geq 0 \quad \forall i, \forall t \quad (16)$$

### 14.3.3 Restricciones específicas del modelo generación eléctrica

A continuación se describe un conjunto de restricciones específicas del sector generación eléctrica. A diferencia de los modelos del sector industria y minería y otros sectores, la resolución temporal del modelo de generación eléctrica es más detallada. El año se divide en etapas (meses) y cada etapa se divide en bloques.

La ecuación siguiente representa el balance generación-demanda para cada una de las barras modeladas del Sistema Eléctrico Nacional. Los flujos por las líneas de transmisión se representan por un modelo de flujo DC.

$$\begin{aligned} \sum_i Ge(i, t, m, b) \times dur(t, m, b) \\ - \sum_l (Fp(l, t, m, b) + Fn(l, t, m, b)) \times dur(t, m, b) \\ + \sum_l (Fp(l, t, m, b) + Fn(l, t, m, b)) \times dur(t, m, b) \\ = demanda(bar, t, m, b) \times dur(t, m, b) \end{aligned} \quad \forall bar, t, m, b \quad (17)$$

Donde  $Fp(l, t, m, b)$  y  $Fn(l, t, m, b)$  corresponde a las variables para representar los flujos por las líneas de transmisión en sentido positivo y negativo, respectivamente. El parámetro  $dur(t, m, b)$  representa la duración de cada bloque.

El modelo de generación se puede ejecutar en forma integrada con el modelo de proyección de demanda. Si se desea correr el modelo de generación en forma integrada con el modelo de demanda,  $demanda(bar, t, m, b)$  es una variable del problema de optimización. Por el contrario, si solo se desea correr el modelo de generación haciendo uso de una demanda eléctrica ingresada de manera exógena,  $demanda(bar, t, m, b)$  es un parámetro de optimización. Para desagregar la demanda eléctrica anual por barra, año, etapa y bloque, se utilizan distintos factores de distribución.

#### 14.3.3.1 Generación máxima

La generación máxima de las centrales en operación está limitada por la capacidad instalada ( $Capacidad(i)$ ), mientras que para nuevas centrales la generación está limitada por la capacidad nueva instalada.

$$Ge(i, t, m, b) \leq Capacidad(i) \quad \forall i, \forall t, m, b \quad (18)$$

$$Ge(i, t, m, b) \leq P(i, t) \quad \forall i, \forall t, m, b \quad (19)$$

El modelo tiene representada más de 1500 centrales de generación eléctrica. La base de datos se construye a partir de los datos de la programación diaria y planificación de la transmisión del Coordinador Eléctrico.

### 14.3.3.2 Generación máxima centrales renovables

Para las centrales renovables con generación intradiaria variable (ejemplo: generación solar y eólica, la generación máxima de cada bloque se expresa de la siguiente manera.

$$Ge(i, t, m, b) \leq Capacidad(i) \times FP(i, t, m, b) \quad \forall i, \forall t, m, b \quad (20)$$

$$Ge(i, t, m, b) \leq P(i, t) \times FP(i, t, m, b) \quad \forall i, \forall t, m, b \quad (21)$$

Donde  $FP(i, t, m, b)$  es un factor de planta por bloque que varía entre 0 y 1 y depende de la zona geográfica en donde se encuentra la central. Los perfiles de generación renovables se construyen a partir de distintas fuentes de información, como estadísticas de generación real y datos del Explorador Eólico y Solar, y otras aproximaciones cuando no hay otras fuentes disponibles.

### 14.3.3.3 Factor de planta por etapa

Para representar la variabilidad interanual debido a distintas condiciones (mantenimiento de centrales, variabilidad de los afluentes de las centrales hidroeléctricas, etc.), se impone una restricción para limitar la generación por etapa a través de un parámetro factor de planta con esta misma resolución ( $FPlanta(i, t, m)$ ).

$$\sum_b Ge(i, t, m, b) \times dur(t, m, b) \leq Capacidad(i) \times FPlanta(i, t, m) \quad \forall i, \forall t, m, b \quad (22)$$

Para las centrales hidroeléctricas, el factor de planta mensual se estima a partir de simulaciones complementarias realizadas con el Modelo PLP para una condición hidrológica seca. Se utiliza esta condición para garantizar el cumplimiento de la cuota de energías renovables.

### 14.3.3.4 Sistema de transmisión

La decisión de instalar o no una línea de transmisión propuesta en el modelo de datos se realiza mediante una variable binaria  $B_{LT}$ . Dicha variable toma el valor 1 si la línea se incluye dentro del sistema de transmisión y 0 en el caso contrario. Las ecuaciones a continuación muestran cómo se usa esta variable para limitar el valor del flujo máximo y mínimo que puede transitar por una línea.

$$B_{LT}(l, t) \in \{0,1\} \quad \forall l, \forall t \quad (23)$$

$$Fp(l, t, m, b) \leq Fmax(l) \cdot B_{LT}(l, t) \quad \forall l, \forall t \quad (24)$$

$$Fn(l, t, m, b) \geq Fmin(l) \cdot B_{LT}(l, t) \quad \forall l, \forall t \quad (25)$$

Donde  $Fmax(l)$  y  $Fmin(l)$  son los flujos máximos y mínimos para cada línea  $l$ .

Para garantizar la condición de que las nuevas líneas de transmisión instaladas se mantengan, se impone una restricción adicional.

$$B_{LT}(l, t) - B_{LT}(l, t - 1) \geq 0 \quad \forall l, \forall t \quad (26)$$

En un modelo de flujo DC como el ahora utilizado, el flujo que circula por una línea de transmisión es directamente proporcional a la diferencia de los ángulos de fase entre las barras que conecta. Estos ángulos de fase se miden en radianes, y se acota su dominio para acelerar la convergencia.

$$\begin{aligned} -bigM \cdot B_{LT} + (Fp(l, t, m, b) + Fn(l, t, m, b)) \cdot Reactancia(l) \\ \leq Phase(bar\_ini(l), t, m, b) \\ - Phase(bar\_fin(l), t, m, b) \end{aligned} \quad \forall bar, \forall l, \forall t \quad (27)$$

$$\begin{aligned} +bigM \cdot B_{LT} + (Fp(l, t, m, b) + Fn(l, t, m, b)) \cdot Reactancia(l) \\ \geq Phase(bar\_ini(l), t, m, b) \\ - Phase(bar\_fin(l), t, m, b) \end{aligned} \quad \forall bar, \forall l, \forall t \quad (28)$$

$$-2\pi \leq Theta(bar, t, m, b) \leq 2\pi \quad \forall bar, \forall t \quad (29)$$

Los resultados consideran una representación simplificada del sistema de transmisión considerando 16 barras y 17 líneas. Se representaron 5 líneas candidatas adicionales para transferir el nuevo recurso solar desde el norte grande y el nuevo recurso eólico desde el sur.

### 14.3.3.5 Sistemas de almacenamiento de corta duración

El modelo tiene la posibilidad de incorporar sistema de almacenamiento con capacidad de gestión intradiaria (por ejemplo, almacenamiento de 4, 5, 6 horas de duración). Para modelar la introducción de sistemas de almacenamiento, se utiliza un esquema de ciclos diarios de energía, en el cual el usuario ingresa un perfil de inyecciones y retiros, dicho perfil se utiliza para calcular la energía retirada/inyectada en un determinado bloque. Se considera que el ciclo de operación del almacenamiento se realiza de manera diaria, por lo cual la energía inyectada/almacenada durante un cierto bloque se amplifica por la cantidad

de días que contiene una etapa. El modelo determina la potencia instalada óptima de esta tecnología.

En las ecuaciones a continuación se presenta las ecuaciones para los sistemas de almacenamiento existentes y nuevos, respectivamente.

$$\begin{aligned}
 Ge \cdot dur(t, m, b) & \quad \forall alm, \forall t \\
 & = \frac{1}{24} dur(t, m, b) \\
 & \cdot HorasAlmacenamiento(alm, t) \\
 & \cdot FP(alm, t, m, b) \cdot Capacidad(alm, t)
 \end{aligned} \tag{30}$$

$$\begin{aligned}
 Ge \cdot dur(t, m, b) & \quad \forall alm, \forall t \\
 & = \frac{1}{24} dur(t, m, b) \\
 & \cdot HorasAlmacenamiento(alm, t) \\
 & \cdot FP(alm, t, m, b) \cdot P(alm, t)
 \end{aligned} \tag{31}$$

Donde el índice *alm* se utiliza para representar aquellos procesos que corresponde a sistemas de almacenamiento, el parámetro *HorasAlmacenamiento(alm, t)* es un valor de entrada que significa la capacidad nominal del almacenamiento en horas de operación a potencia nominal, el parámetro *FP(alm, t, m, b)* es un factor de planta por bloque que varía entre -1 y 1, los perfiles de almacenamiento se construyeron de manera tal de tomar carga en los bloques de menor costo marginal, e inyectarla al sistema en aquellos donde el costo marginal es mayor.

#### 14.3.3.6 Mínimo técnico de centrales

Para modelar correctamente el comportamiento de ciertas tecnologías, se debe añadir como restricción que la potencia generada por esta no debe ser menor que una potencia mínima previamente definida. Para esto se recurre a una variable binaria  $B_{ON-OFF}$  que representa si la central se encuentra encendida o apagada en un bloque dado.

$$Ge(i, t, m, b) - B_{ON-OFF}(i, t, m, b) \cdot Capacidad(i) \leq 0 \quad \forall i, \forall t \tag{33}$$

$$Ge(i, t, m, b) - B_{ON-OFF}(i, t, m, b) \cdot Pmin(i) \geq 0 \quad \forall i, \forall t \tag{34}$$

#### 14.3.3.7 Inercia mínima

Se incorporó la restricción de inercia mínima con el objeto de representar adecuadamente la operación del sistema en escenarios de alta penetración de energías renovables variables. Ante una contingencia en el sistema que afecte al balance entre carga y generación, la

respuesta natural de los generadores síncronos consiste en entregar al sistema, o absorber del mismo, parte de la energía almacenada en las masas rotantes (p.ej. turbinas de gas o vapor). Esto ayuda a recuperar el balance entre carga y generación. Este fenómeno se conoce como respuesta inercial, y es una parte fundamental para la estabilidad de frecuencia de un sistema eléctrico. La restricción es la siguiente:

$$\sum_i B_{ON-OFF}(i, t, m, b) \text{Inercia}(i) - \text{InerciaMinima}(i, t, m, b) \geq 0 \quad \forall i, \forall t, m, b \quad (35)$$

#### 14.3.3.8 Costo de inversiones en transmisión

La inversión en nuevas líneas de transmisión se muestra en la primera de las ecuaciones a continuación. El costo de operación y mantenimiento se muestra en la segunda de las ecuaciones a continuación. La variable binaria  $B_{LT}$  representa la decisión de instalar o no una nueva línea de transmisión.

$$c_{inv\_tx} = \sum_{l,t} CINV(l, t) \cdot B_{LT}(l, t) \quad (36)$$

$$c_{coma\_tx} = \sum_{l,t} COMA(l, t) \cdot B_{LT}(l, t) \quad (37)$$

#### 14.3.3.9 Costo de inversiones en almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento nuevos se valorizan de manera similar a las centrales de generación eléctrica, con la sola diferencia que el costo de inversión se introduce en unidades de dinero por energía, típicamente  $\$/kWh$ , por lo cual el costo total debe representar adecuadamente esta diferencia.

$$c_{inv\_alm} = \sum_{alm,t} \sum_{tt=t} CINV(alm, t) \cdot \text{HorasAlmacenamiento}(alm, t) \cdot ([P(alm, t) - P(alm, t - 1)]) \quad (39)$$

## 14.4 Factores de emisión de gases de efecto invernadero

Las siguientes tablas muestran los factores de emisión utilizados para el cálculo de emisiones de GEI<sup>37</sup>.

Tabla 45: Factor de emisión para combustión estacionaria y móvil. Fuente: Actualización INGEI 2024

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gasolina para motor	Combustible líquido	CO2	69089
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	CO2	70000
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	CO2	66958
Otro queroseno	Combustible líquido	CO2	71900
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	CO2	72013
Fuelóleo residual	Combustible líquido	CO2	79186
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	CO2	63100
Nafta	Combustible líquido	CO2	73300
Alquitrán	Combustible líquido	CO2	80700
Gas de refinería	Combustible líquido	CO2	57600
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	CO2	63864
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	CO2	94600
Coque para horno de coque	Combustible sólido	CO2	97831
Coque de Petróleo	Combustible sólido	CO2	92275
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	CO2	44400
Gas de alto horno	Combustible sólido	CO2	260000
Gas natural	Combustible gaseoso	CO2	56100
Madera y desechos de madera	Biomasa	CO2	112000
Otro biogás	Biomasa	CO2	54600

Tabla 46: Factor de emisión para Combustión Fija-Industrias de la Energía. Fuente: Actualización INGEI 2024

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gasolina para motor	Combustible líquido	CH4	3
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	CH4	3
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	CH4	3
Otro queroseno	Combustible líquido	CH4	3
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	CH4	3
Fuelóleo residual	Combustible líquido	CH4	3
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	CH4	1
Nafta	Combustible líquido	CH4	3
Alquitrán	Combustible líquido	CH4	3

<sup>37</sup> Lista reducida y en revisión.

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gas de refinería	Combustible líquido	CH4	1
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	CH4	3
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	CH4	1
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	CH4	1
Coque de Petróleo	Combustible sólido	CH4	1
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	CH4	1
Gas de alto horno	Combustible sólido	CH4	1
Gas natural	Combustible gaseoso	CH4	1
Madera y desechos de madera	Biomasa	CH4	30
Otro biogás	Biomasa	CH4	1
Gasolina para motor	Combustible líquido	N2O	0.6
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	N2O	0.6
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro queroseno	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	N2O	0.6
Fuelóleo residual	Combustible líquido	N2O	0.6
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	N2O	0.1
Nafta	Combustible líquido	N2O	0.6
Alquitrán	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas de refinería	Combustible líquido	N2O	0.1
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	N2O	1.5
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	N2O	1.5
Coque de Petróleo	Combustible sólido	N2O	0.6
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas de alto horno	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas natural	Combustible gaseoso	N2O	0.1
Madera y desechos de madera	Biomasa	N2O	4
Otro biogás	Biomasa	N2O	0.1

Tabla 47: Factor de emisión para Combustión Fija-Industrias manufactureras, minería y construcción. Fuente: Actualización INGEI 2024

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gasolina para motor	Combustible líquido	CH4	3
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	CH4	3
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	CH4	3
Otro queroseno	Combustible líquido	CH4	3
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	CH4	3
Fuelóleo residual	Combustible líquido	CH4	3
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	CH4	1



Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Nafta	Combustible líquido	CH4	3
Alquitrán	Combustible líquido	CH4	3
Gas de refinería	Combustible líquido	CH4	1
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	CH4	3
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	CH4	10
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	CH4	10
Coque de Petróleo	Combustible sólido	CH4	1
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	CH4	1
Gas de alto horno	Combustible sólido	CH4	1
Gas natural	Combustible gaseoso	CH4	1
Madera y desechos de madera	Biomasa	CH4	30
Otro biogás	Biomasa	CH4	1
Gasolina para motor	Combustible líquido	N2O	0.6
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	N2O	0.6
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro queroseno	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	N2O	0.6
Fuelóleo residual	Combustible líquido	N2O	0.6
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	N2O	0.1
Nafta	Combustible líquido	N2O	0.6
Alquitrán	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas de refinería	Combustible líquido	N2O	0.1
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	N2O	1.5
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	N2O	1.5
Coque de Petróleo	Combustible sólido	N2O	0.6
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas de alto horno	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas natural	Combustible gaseoso	N2O	0.1
Madera y desechos de madera	Biomasa	N2O	4
Otro biogás	Biomasa	N2O	0.1

Tabla 48: Factor de emisión para Combustión Fija-Residencial y Agricultura/silvicultura y Pesca. Fuente: Actualización INGEI 2024

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gasolina para motor	Combustible líquido	CH4	10
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	CH4	10
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	CH4	10
Otro queroseno	Combustible líquido	CH4	10
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	CH4	10

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Fuelóleo residual	Combustible líquido	CH4	10
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	CH4	5
Nafta	Combustible líquido	CH4	10
Alquitrán	Combustible líquido	CH4	10
Gas de refinería	Combustible líquido	CH4	5
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	CH4	10
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	CH4	300
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	CH4	300
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	CH4	5
Gas de alto horno	Combustible sólido	CH4	5
Gas natural	Combustible gaseoso	CH4	5
Madera y desechos de madera	Biomasa	CH4	300
Otro biogás	Biomasa	CH4	5
Gasolina para motor	Combustible líquido	N2O	0.6
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	N2O	0.6
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro queroseno	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	N2O	0.6
Fuelóleo residual	Combustible líquido	N2O	0.6
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	N2O	0.1
Nafta	Combustible líquido	N2O	0.6
Alquitrán	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas de refinería	Combustible líquido	N2O	0.1
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	N2O	1.5
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	N2O	1.5
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas de alto horno	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas natural	Combustible gaseoso	N2O	0.1
Madera y desechos de madera	Biomasa	N2O	4
Otro biogás	Biomasa	N2O	0.1

Tabla 49: Factor de emisión para Combustión Fija-Comercial/institucional. Fuente: Actualización INGEI 2024

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gasolina para motor	Combustible líquido	CH4	10
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	CH4	10
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	CH4	10
Otro queroseno	Combustible líquido	CH4	10
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	CH4	10
Fuelóleo residual	Combustible líquido	CH4	10

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	CH4	5
Nafta	Combustible líquido	CH4	10
Alquitrán	Combustible líquido	CH4	10
Gas de refinería	Combustible líquido	CH4	5
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	CH4	10
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	CH4	10
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	CH4	10
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	CH4	5
Gas de alto horno	Combustible sólido	CH4	5
Gas natural	Combustible gaseoso	CH4	5
Madera y desechos de madera	Biomasa	CH4	300
Otro biogás	Biomasa	CH4	5
Gasolina para motor	Combustible líquido	N2O	0.6
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	N2O	0.6
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro queroseno	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	N2O	0.6
Fuelóleo residual	Combustible líquido	N2O	0.6
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	N2O	0.1
Nafta	Combustible líquido	N2O	0.6
Alquitrán	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas de refinería	Combustible líquido	N2O	0.1
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	N2O	1.5
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	N2O	1.5
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas de alto horno	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas natural	Combustible gaseoso	N2O	0.1
Madera y desechos de madera	Biomasa	N2O	4
Otro biogás	Biomasa	N2O	0.1

Tabla 50: Factor de emisión para Combustión Móvil - Automóviles catalíticos. Fuente: Actualización INGEI 2024

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gasolina para motor	Combustible líquido	CH4	25
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	CH4	3.9
Gasolina para motor	Combustible líquido	N2O	8
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	N2O	3.9
Gas Natural	Combustible líquido	CH4	92
Gas Natural	Combustible líquido	N2O	3
Gas Licuado	Combustible líquido	CH4	62

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gas Licuado	Combustible líquido	N2O	0.2

### 14.5 Referencias bibliográficas para factores de emisión fuentes fijas (no transporte) para MP2,5, Carbono Negro y NOx

Sector	Referencia	TIER 1	TIER 2
Azúcar	EMEP/EEA	✓	X
Cemento	EMEP/EEA	✓	X
Celulosa	EMEP/EEA	✓	X
Cobre	EMEP/EEA, US EPA	✓	X
Comercial	EMEP/EEA	✓	✓
Generación Eléctrica	EMEP/EEA, US EPA	✓	X
Hierro	EMEP/EEA	✓	X
Industrias Varias	EMEP/EEA	✓	X
Minas Varias	EMEP/EEA	✓	X
Pesca	EMEP/EEA	✓	X
Petroquímica	EMEP/EEA	✓	X
Refinería	EMEP/EEA	✓	X
Residencial	EMEP/EEA, SICAM	✓	✓
Siderurgia	EMEP/EEA	✓	X

### 14.6 Factores de emisión para el sector residencial, uso final leña y energético biomasa

Sector	Uso final	Energético	Contaminante	Factor emisión	Región	Unidad
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	1626497.112	I	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	1626497.112	II	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	1626497.112	III	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	1626497.112	IV	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	1717389.335	V	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	1753393.731	VI	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	1684132.866	VII	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	1822117.505	VIII	g/tcal

Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	2246267.927	IX	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	2181378.016	X	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	2295046.663	XI	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	2158472.616	XII	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	1977936.543	XIII	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	2162735.681	XIV	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	1626497.112	XV	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	MP2,5	1822117.505	XVI	g/tcal

Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	1080465.832	I	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	1080465.832	II	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	1080465.832	III	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	1080465.832	IV	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	918451.1635	V	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	1067527.641	VI	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	894764.5222	VII	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	886134.6142	VIII	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	698366.3961	IX	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	682247.3124	X	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	679113.4005	XI	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	791673.1447	XII	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	789228.7726	XIII	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	714070.7942	XIV	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	1080465.832	XV	g/tcal
Residencial	Calefacción	Biomasa	NOx	886134.6142	XVI	g/tcal

## 14.7 Factores de emisión y flota original (anexo digital)

La distribución de participación de la flota vehicular según norma y los factores de emisión por tipo de vehículo, región y norma euro se encuentra en el siguiente link:

[https://docs.google.com/spreadsheets/d/11V8Ajs778YK6JylBhuxsQyvldVtrBqHn/edit?usp=drive\\_link&oid=100158711772308776155&rtpof=true&sd=true](https://docs.google.com/spreadsheets/d/11V8Ajs778YK6JylBhuxsQyvldVtrBqHn/edit?usp=drive_link&oid=100158711772308776155&rtpof=true&sd=true)

## 14.8 Factores y emisiones provinciales transporte (anexo digital)

Los factores de distribución de las emisiones a nivel provincial se encuentran en el siguiente link:

[https://docs.google.com/spreadsheets/d/11XbeV3xLBF3MKOHPU8t\\_bm2ZSm\\_wSKJ5/edit?usp=drive\\_link&oid=100158711772308776155&rtpof=true&sd=true](https://docs.google.com/spreadsheets/d/11XbeV3xLBF3MKOHPU8t_bm2ZSm_wSKJ5/edit?usp=drive_link&oid=100158711772308776155&rtpof=true&sd=true)

## 14.9 Supuestos valorización de externalidades

### 14.9.1 Factor Emisión-Concentración (FEC) [ $\mu\text{g MP}_{2.5} / \text{m}^3$ ]

Provincia	Región	MP2.5	NOx
Antártica Chilena	Magallanes y de la Antártica Chilena	19,57	40,70
Antofagasta	Antofagasta	4.384,29	1.757,77
Arauco	Biobío	227,33	472,73
Arica	Arica y Parinacota	2.754,31	1.104,27
Aysén	Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	78,60	163,45
Biobío	Biobío	465,69	968,39
Cachapoal	Libertador General Bernardo O'Higgins	1.003,26	2.086,26
Capitán Prat	Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	19,57	40,70
Cardenal Caro	Libertador General Bernardo O'Higgins	89,83	186,81
Cauquenes	Maule	108,15	224,90
Cautín	La Araucanía	99,73	207,39
Chacabuco	Metropolitana de Santiago	334,15	694,87
Chañaral	Atacama	108,15	224,90
Chiloé	Los Lagos	202,89	421,90
Choapa	Coquimbo	1.981,23	794,32
Colchagua	Libertador General Bernardo O'Higgins	295,25	613,98
Concepción	Biobío	142,47	3.964,22
Copiapó	Atacama	2.973,01	1.191,96
Cordillera	Metropolitana de Santiago	462,33	961,40
Coihaique	Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	64,91	134,97
Curicó	Maule	420,08	873,55
Diguillín	Ñuble	488,12	1.015,05
El Loa	Antofagasta	2.305,13	924,19
Elqui	Coquimbo	8.140,31	3.263,66
General Carrera	Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	19,57	40,70
Huasco	Atacama	1.219,48	488,92
Iquique	Tarapacá	2.899,80	1.162,60
Isla de Pascua	Valparaíso	62,19	129,31
Itata	Ñuble	87,66	182,29
Limarí	Coquimbo	2.372,41	951,16

Provincia	Región	MP2.5	NOx
Linares	Maule	345,85	719,20
Llanquihue	Los Lagos	517,92	1.077,01
Los Andes	Valparaíso	136,80	284,48
Magallanes	Magallanes y de la Antártica Chilena	184,04	382,70
Maipo	Metropolitana de Santiago	490,45	1.019,89
Malleco	La Araucanía	263,70	548,36
Marga Marga	Valparaíso	486,89	1.012,49
Melipilla	Metropolitana de Santiago	169,35	352,16
Osorno	Los Lagos	244,10	507,61
Palena	Los Lagos	37,47	77,92
Parinacota	Arica y Parinacota	251,31	100,76
Petorca	Valparaíso	183,23	381,02
Punilla	Ñuble	99,73	207,39
Quillota	Valparaíso	280,63	583,56
Ranco	Los Ríos	118,28	245,95
San Antonio	Valparaíso	470,47	978,33
San Felipe	Valparaíso	228,85	475,90
Santiago	Metropolitana de Santiago	142,47	3.964,22
Talagante	Metropolitana de Santiago	297,31	618,25
Talca	Maule	297,31	618,25
Tamarugal	Tarapacá	967,47	387,88
Tierra del Fuego	Magallanes y de la Antártica Chilena	19,99	41,57
Tocopilla	Antofagasta	50,60	5.582,29
Última Esperanza	Magallanes y de la Antártica Chilena	31,55	65,61
Valdivia	Los Ríos	403,43	838,92
Valparaíso	Valparaíso	1.306,56	2.716,96

#### 14.9.2 Tasa de Incidencia [casos / 100.000 habitantes]

Los valores utilizados se encuentran disponibles en el siguiente enlace:  
[https://docs.google.com/spreadsheets/d/12nix6M7jxBMvoYgEmm6VIGWtYv9IOYtjB\\_lm4sNrSA/edit?gid=602114986#gid=602114986](https://docs.google.com/spreadsheets/d/12nix6M7jxBMvoYgEmm6VIGWtYv9IOYtjB_lm4sNrSA/edit?gid=602114986#gid=602114986)



### 14.9.3 Coeficiente de Riesgo Unitario [ $(\mu\text{g} / \text{m}^3)^{-1}$ ]

Tipo de efecto	Efecto	0-17	18-29	30-64	65+
Mortalidad	Largo Plazo	0,00%	0,93%	0,93%	0,93%
Admisiones Hospitalarias	Asma	0,33%	0,33%	0,33%	0,00%
Admisiones Hospitalarias	Cardiovascular	0,00%	0,15%	0,15%	0,16%
Admisiones Hospitalarias	Respiratoria Crónica	0,00%	0,24%	0,24%	0,12%
Admisiones Hospitalarias	Neumonía	0,00%	0,00%	0,00%	0,40%
Visita Salas de Emergencia	Asma	0,44%	0,00%	0,00%	0,00%
Productividad Perdida	Días laborales	0,00%	0,46%	0,46%	0,00%
Productividad Perdida	Días de actividad restringida	0,00%	0,48%	0,48%	0,00%
Productividad Perdida	Días de actividad restringida menor	0,00%	0,74%	0,74%	0,00%

### 14.9.4 Población [habitantes]

Los valores utilizados se encuentran disponibles en el siguiente enlace: <https://docs.google.com/spreadsheets/d/1VhTXc2r-saNWgwwVlgBQidhdEl6PapPMIssuT4ZF2sU/edit?gid=1977568897#gid=1977568897>

### 14.9.5 Valoración Unitaria [UF / caso]

Tipo de efecto	Efecto	0-17	18-29	30-64	65+
Mortalidad	Largo Plazo	12.897,1	12.897,1	12.897,1	12.897,1

Admisiones Hospitalarias	Asma	22,1	24,1	24,1	0
Admisiones Hospitalarias	Cardiovascular	0	48,7	48,7	48,7
Admisiones Hospitalarias	Respiratoria Crónica	0	31,0	31,0	31,6
Admisiones Hospitalarias	Neumonía	0	0,0	0,0	34,2
Visita Salas de Emergencia	Asma	1,1	0	0	0
Productividad Perdida	Días laborales	0	0,7	0,7	0
Productividad Perdida	Días de actividad restringida	0	0,2	0,2	0
Productividad Perdida	Días de actividad restringida menor	0	0	0	0

### **14.10 Valorización de externalidades a nivel provincial y por escenario (Anexo digital)**

El detalle de la valorización de las externalidades a nivel provincial para los escenarios PSM\* (periodo 2020-2030) y CN1 (periodo 2031-2050) se encuentra en el siguiente link:

[https://drive.google.com/drive/folders/1xImJDT5P-NxjLMAIRzcmuHMrSQbMMvdb?usp=drive\\_link](https://drive.google.com/drive/folders/1xImJDT5P-NxjLMAIRzcmuHMrSQbMMvdb?usp=drive_link)

### **14.11 Valorización de externalidades a nivel provincial y por medida (Anexo digital)**

El detalle de la valorización de las externalidades a nivel provincial y por medida se puede encontrar en el siguiente link:

[https://drive.google.com/drive/folders/1ytwz3lvda0bVoRfkOp8XGy7AInNI7xSn?usp=drive\\_link](https://drive.google.com/drive/folders/1ytwz3lvda0bVoRfkOp8XGy7AInNI7xSn?usp=drive_link)

### **14.12 Ficha costos (anexo digital)**

El detalle de la evaluación de costos por medida se encuentra en el siguiente link:

[https://drive.google.com/drive/folders/1wap8\\_8-IWp8r6RFnAfRruhgFeadVXbay?usp=drive\\_link](https://drive.google.com/drive/folders/1wap8_8-IWp8r6RFnAfRruhgFeadVXbay?usp=drive_link)