



INFORME FINAL

Trayectoria del Sector Energía hacia la Carbono Neutralidad en el contexto del ODS7

Estudio realizado para



Generadoras de Chile

Santiago - 2020

ESTUDIO REALIZADO POR

Energy 2 Business SpA

Investigación aplicada en las áreas de energía, medio ambiente, economía y territorio

INVESTIGADOR PRINCIPAL

Jacques Clerc

Diagonal Paraguay 481, Oficina 144 Santiago, Chile

info@e2biz.cl

www.e2biz.cl

INFORME FINAL ABRIL 2020

CONTENIDO

Contenido	03
Figuras	04
Tablas	06
1. Introducción	10
2. Contexto en Chile	12
2.1 Consumo energético y emisiones de GEI	12
2.2 Contaminación del aire	14
2.3 Pobreza energética	18
2.4 Cierre de centrales de carbón	21
3. El escenario base	23
3.1 Parámetros de entrada	23
3.2 Resultados de consumo final del escenario base	26
3.3 Resultados de generación del escenario base	29
3.4 Resultados de emisiones de gases efecto invernadero del escenario base	30
4. La ruta de descarbonización	32
4.1 La ruta de descarbonización	32
4.2 Resultados de consumo final de la ruta de descarbonización	36
4.3 Resultados de generación de la ruta de descarbonización	38
4.4 Resultados de emisiones de GEI de la ruta de descarbonización	39
5. Análisis comparativo de escenarios	41
5.1 Consumo Energético	41
5.2 Consumo Eléctrico	44
5.3 Emisiones de gases efecto invernadero	45
5.4 Análisis de Sensibilidad	47
5.5 Carbono Negro	49
6. Costos y beneficios de la ruta de descarbonización	51
6.1 Costos de inversión y ahorros de consumo de energía	51
6.2 Beneficios ambientales y de pobreza energética	55
6.3 Indicadores económicos con cobeneficios	59
7. Conclusiones	61
8. Referencias	65
9. Anexos	68

FIGURAS

Figura 1: Objetivos del ODS7	11
Figura 2: Composición de la Oferta Energética Total en 2017	12
Figura 3: Composición del Consumo Final de 2017 por Categoría de Energético	13
Figura 4: Composición Sectorial del Consumo Final de 2017	13
Figura 5: Fuentes de emisiones de GEI de 2016	14
Figura 6: Promedio trianual de concentraciones de material particulado fino (MP _{2,5}) en estaciones de monitoreo del país, (2016-2018)	16
Figura 7: Percentil 98 de las concentraciones diarias de material particulado fino (MP _{2,5}) en estaciones de monitoreo del país, 2018	17
Figura 8: Uso de fuentes de energía para calefacción, según región	20
Figura 9: Evolución de la capacidad y generación esperada de las centrales termoeléctricas a carbón	22
Figura 10: Producción Cobre, Papel y Celulosa y Siderurgia [miles de toneladas]	24
Figura 11: Penetración tecnológica en el parque de vehículos livianos (particulares y taxis) en el escenario base	25
Figura 12: Penetración tecnológica en el parque de buses urbanos en el escenario base	25
Figura 13: Resultados agregados de consumo total: Escenarios Base versus PELP	26
Figura 14: Consumo final por categoría de energético en el escenario base	27
Figura 15: Participación de categorías de energéticos en consumo final del escenario base	27
Figura 16: Evolución sectorial del consumo final en el escenario base	28
Figura 17: Participación sectorial del consumo final en el escenario base	28
Figura 18: Penetración de la electricidad en los consumos finales de cada sector	29
Figura 19: Generación del SEN en el Escenario Base	30
Figura 20: Emisiones agregadas del sector energía en el escenario base	30
Figura 21: Emisiones de gases efecto invernadero sectoriales para el Escenario Base	31
Figura 22: Participación sectorial de las emisiones en el escenario base	31
Figura 23: Construcción de ruta de descarbonización	32
Figura 24: Consumo final por categoría de energético en la ruta de descarbonización	36
Figura 25: Participación de categorías de energéticos en ruta de descarbonización	36
Figura 26: Evolución sectorial del consumo final en la ruta de descarbonización	37
Figura 27: Participación sectorial del consumo final en la ruta de descarbonización	37
Figura 28: Penetración de la electricidad en los consumos finales de cada sector en ruta de descarbonización	38
Figura 29: Generación del SEN en ruta de descarbonización	39
Figura 30: Emisiones agregadas del sector energía en ruta de descarbonización	39
Figura 31: Emisiones de gases efecto invernadero sectoriales para la ruta de descarbonización	40
Figura 32: Participación sectorial de las emisiones en la ruta de descarbonización	40
Figura 33: Consumo energético total en escenarios base y ruta de descarbonización	41
Figura 34: Consumo total de combustibles fósiles en escenarios base y ruta de descarbonización	42
Figura 35: Consumo final escenarios base y ruta de descarbonización	42
Figura 36: Cambio de consumo final por categoría de energético (ruta de descarbonización respecto del escenario base)	43
Figura 37: Ahorro sectorial de consumo final (ruta de descarbonización respecto del escenario base)	43
Figura 38: Consumo eléctrico escenarios base y ruta de descarbonización	44
Figura 39: Incremento sectorial de consumo eléctrico de la ruta de descarbonización	44
Figura 40: Participación sectorial del incremento de consumo eléctrico de la ruta de descarbonización	45
Figura 41: Emisiones de gases efecto invernadero en escenarios base y ruta de descarbonización	45

FIGURAS

Figura 42: Ahorro sectorial de emisiones de GEI	46
Figura 43: Contribución sectorial a la reducción acumulada de emisiones del sector energía	46
Figura 44: Sensibilización de tasa de ahorro de eficiencia energética en sectores industriales y mineros en emisiones de consumo final	47
Figura 45: Escenarios de crecimiento económico	48
Figura 46: Sensibilización de crecimiento económico en emisiones totales del sector energía	48
Figura 47: Emisiones de Carbono Negro, período 2020-2050	50
Figura 48: Participación sectorial de la inversión para caso de referencia	52
Figura 49: Curva de costos de abatimiento de medidas de ruta de descarbonización en 2050	54
Figura 50: Estándares de exigencia de acondicionamiento térmico en viviendas	55
Figura 51: Principales fuentes de calefacción en hogares	56
Figura 52: Distribución de los beneficios ambientales según tipo de efecto	58
Figura 53: Curva de costos de abatimiento de medidas de ruta de descarbonización en 2050 con cobeneficios	60

TABLAS

Tabla 1: Normas relevantes en la regulación chilena	15
Tabla 2: Medidas de Mitigación consideradas en ruta de descarbonización	33
Tabla 3: Emisiones de carbono negro año 2019	49
Tabla 4: Costos de inversión de Medidas de Mitigación (MM USD)	51
Tabla 5: Valor presente de inversión sectoriales (MM USD)	52
Tabla 6: Valor presente de beneficios de consumo de energético (MM USD)	53
Tabla 7: Resumen de valor presente de costos de inversión, ahorros de combustible y costo de abatimiento bajo distintos supuestos de precios	53
Tabla 8: Casos anuales evitados, años 2020, 2030, 2040 y 2050	57
Tabla 9: Casos y costos evitados por beneficios ambientales, período 2019-2050	57
Tabla 10: Casos evitados de admisiones hospitalarias según grupo etéreo	58
Tabla 11: Resumen de valor presente de costos de inversión, ahorros de combustible y costo de abatimiento bajo distintos supuestos de precios	59

GLOSARIO

Carbón	Material resultante de la carbonización de biomasa, que suele conservar parte de la textura microscópica característica del tejido vegetal. Químicamente, está constituido principalmente por carbono con una estructura gráfica desordenada, y contiene cantidades menores de oxígeno e hidrógeno. ¹
Carbono Negro	Elemento de un aerosol definido a efectos prácticos en términos de absorción de luz, de reactividad química y/o de estabilidad térmica. A veces se conoce como <i>hollín</i> . ²
Carbono Neutralidad	Estado de equilibrio entre las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero antropógenas, en un periodo específico, considerando que las emisiones son iguales o menores a las absorciones. ³
Carbono	Elemento químico, abundantísimo en la naturaleza, tanto en los seres vivos como en el mundo mineral y en la atmósfera, que se presenta, entre otras, en forma de diamante y de grafito, constituye la base de la química orgánica y tiene gran importancia biológica. ⁴
Contaminante Climático de Vida Corta	Son los compuestos de efecto invernadero, gases, aerosoles o partículas de carbono negro, cuya vida media en la atmósfera después de ser emitidos se estima en semanas o hasta décadas, en un rango siempre inferior a la vida media del dióxido de carbono. ⁵
Dióxido de Carbono	Gas de origen natural, subproducto también de la combustión de combustibles fósiles procedentes de depósitos de carbono fósil, como el petróleo, el gas o el carbón, de la quema de biomasa, y de los cambios de uso del suelo y otros procesos industriales (por ejemplo, producción de cemento). Es el principal gas de efecto invernadero antropógeno que afecta al equilibrio radiativo de la Tierra. Es el gas utilizado como referencia para medir otros gases de efecto invernadero, por lo que su potencial de calentamiento global es igual a 1. ⁶

1 Glosario IPCC, 2020. Disponible en: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/08/WGI_AR5_glossary_ES.pdf

2 Glosario IPCC, 2020. Disponible en: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/08/WGI_AR5_glossary_ES.pdf

3 Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático, 2020. Boletín N° 13.191-12

4 Real Academia Española (RAE), 2020. Disponible en: <https://dle.rae.es/carbono>

5 Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático, 2020. Boletín N° 13.191-12

6 Glosario IPCC, 2020. Disponible en: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/08/WGI_AR5_glossary_ES.pdf

Emissiones Globales	Emisiones antropógenas de Gases de Efecto Invernadero a la atmósfera.
Emissiones Locales	Emisiones de contaminantes locales al aire. Principalmente de óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO ₂) y material particulado (MP). ⁷
Energía Primaria	Son aquellas fuentes de energía obtenibles directamente desde la naturaleza para su consumo o transformación. ⁸
Energía Secundaria	Fuente de energía que provienen de la transformación de otro energético ya procesado. ⁹
Gases de Efecto Invernadero (GEI)	Son los componentes gaseosos de la atmósfera, de origen natural o antropogénico, que absorbe y emite radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación terrestre, emitida por la superficie de la Tierra, por la propia atmósfera o por las nubes, considerados por la Convención y por la Enmienda de Kigali, o las que las reemplacen. ¹⁰
Material Particulado 10 (MP₁₀)	Contaminante atmosférico que corresponde a aquellas partículas líquidas o sólidas que se encuentran en suspensión, siendo posible clasificarlo según su diámetro. El MP _{2,5} , también conocido como material particulado grueso, y es aquel en que las partículas tienen un diámetro menor a 10 micrones (o micrómetros). ¹¹
Material Particulado 2,5 (MP_{2,5})	Contaminante atmosférico que corresponde a aquellas partículas líquidas o sólidas que se encuentran en suspensión, siendo posible clasificarlo según su diámetro. El MP _{2,5} , también conocido como material particulado fino, y es aquel en que las partículas tienen un diámetro menor a 2,5 micrones (o micrómetros). ¹²
Matriz de Energía Primaria	La energía primaria representa el aprovisionamiento energético del país, considerando la producción de recursos energéticos de Chile y los flujos de importación y exportación. Indica la proporción que le corresponde a cada una de las fuentes de energía primaria con respecto al total disponible en una región geográfica.

7 En referencia a los gases controlados en la calidad del aire por el Ministerio del Medio Ambiente. Más información en: sinia.mma.gob.cl

8 Ministerio de Energía, 2020.

9 Schobert, Harold H. Energy and Society: An Introduction, Second Edition. CRC Press: London, 2014.

10 Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático, 2020. Boletín N° 13.191-12

11 Ministerio de Medio Ambiente, 2020. Disponible en: <http://airechile.mma.gob.cl/faq#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20es%20el%20Material%20Particulado,MP2%2C5%20>

12 Ministerio de Medio Ambiente, 2020. Disponible en: <http://airechile.mma.gob.cl/faq#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20es%20el%20Material%20Particulado,MP2%2C5%20>

13 Comisión Nacional de Energía, 2020.

Matriz Eléctrica	Son las fuentes de energía (carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas) que se consumen en un periodo determinado, normalmente con base anual, para la producción de electricidad.
Matriz Energética Secundaria o de Uso Final	La matriz secundaria muestra la participación que tienen los energéticos en el consumo final de energía. En esta matriz participan tanto los energéticos primarios como secundarios. ¹⁴
Matriz Energética	Son las fuentes de energía (electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas) que se consumen en un periodo determinado, normalmente con base anual, y su proporción sobre el total de la energía. ¹⁵
Pobreza Energética	Cuando un hogar no tiene acceso equitativo a servicios energéticos de alta calidad para cubrir sus necesidades fundamentales y básicas, que permitan sostener el desarrollo humano y económico de sus miembros. ¹⁶
Uso de la Tierra Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura (UTCUTS)	Este término denota el conjunto de disposiciones, actividades e insumos (conjunto de actividades humanas) adoptados para cierto tipo de cubierta terrestre. Este término se utiliza también en el sentido de los fines sociales y económicos que persigue la gestión de los suelos (por ejemplo, pastoreo, y extracción y conservación de madera). Un cambio de uso del suelo es un cambio del uso o gestión del suelo por los seres humanos, que puede originar una modificación de la cubierta terrestre. Las modificaciones de la cubierta terrestre y del uso del suelo pueden afectar al albedo de la superficie, a la evapotranspiración, a las fuentes y sumideros de gases de efecto invernadero o a otras propiedades del sistema climático y pueden, por consiguiente, producir un forzamiento radiativo y/u otros efectos sobre el clima, a nivel local o global. ¹⁷

14 Ministerio de Energía, 2020. Disponible en: <http://www.mienergia.cl/oportunidades-y-beneficios/glosario>

15 Ministerio de Energía, 2020. Disponible en: <http://www.mienergia.cl/oportunidades-y-beneficios/glosario>

16 RedPE, 2020. Disponible en: <http://redesvid.uchile.cl/pobreza-energetica/que-es-pobreza-energetica/>

17 Glosario IPCC, 2020. Disponible en: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/08/WGI_AR5_glossary_ES.pdf

1. INTRODUCCIÓN

A raíz del cambio climático observado y la gravedad de sus posibles impactos, se ha establecido a nivel de las Naciones Unidas una estructura de negociación, coordinación e información cuyos dos foros principales son la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC). Es así como Chile ha establecido desde el año 1995 diversos compromisos y acuerdos internacionales de reducción de CO₂ equivalente, firmando el Protocolo de Kioto en el año 1997 y el más reciente Acuerdo de París (COP 21) del año 2015.

El compromiso voluntario de Chile, ratificado en 2010, de reducir la tendencia creciente de emisiones de GEI en un 20% al 2020¹⁸, dio paso y sentó las bases para avanzar en materia de mitigación en el país, impulsando también el desarrollo de investigación en proyección de emisiones y escenarios de mitigación futura. En el marco de este compromiso, entre el año 2011 y 2015 se desarrolló el Proyecto MAPS Chile implementado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), el cual se planteó como medida para orientar a producir insumos y medidas concretas para reducir las emisiones de GEI, proponiendo y evaluando medidas de mitigación concretas para avanzar hacia un desarrollo bajo en carbono.¹⁹

Otro hito importante es que desde el 2012²⁰, Chile ha coordinado su Sistema Nacional de Inventarios de GEI (SNI-CHILE), el cual contiene las medidas institucionales, jurídicas y de procedimiento establecidas para la actualización periódica para el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

Por otra parte, el año 2018, la IPCC publica un estudio cuyo principal objetivo es evitar que el incremento de la temperatura media global supere los 1,5°C, en relación a los niveles preindustriales. Esta meta redundante en la carbono neutralidad. Actualmente en el Congreso se tramita la Ley Marco de Cambio Climático, la que incorpora metas, responsabilidades y facultades para enfrentar el cambio climático en el país de manera transversal, considerando la institucionalidad central y local, como también para todos los sectores productivos del país. El proyecto contiene además la meta de carbono neutralidad al año 2050 para Chile.

En consecuencia, para alcanzar una meta más ambiciosa en materia de mitigación de GEI, Chile debe idear cómo reducir sus emisiones de gases efecto invernadero de manera eficiente, lo que incluye sustituir consumo de combustibles fósiles por otros menos contaminantes, y en particular, incrementar el consumo de energía eléctrica generada por medios

18 Fuente: Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017-2022 – Acciones de mitigación (p.24).

19 Fuente: Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017-2022.

https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2017/07/plan_nacional_climatico_2017_2.pdf

20 Fuente: Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017-2022 – Mantener el SIN-Chile y Actualizar el INGEl (p.43).

de energía renovables. En el largo plazo se deben considerar además nuevas tecnologías como hidrógeno verde, captura de carbono u otros dependiendo de su competitividad y marco de política.

El objetivo general de este estudio desarrollar y analizar una ruta de descarbonización de la matriz energética de Chile al 2050 en línea con el Acuerdo de París, esto es, alcanzando la carbono neutralidad a mediados de este siglo. Para ello, en este estudio, se construye y analiza una trayectoria posible para alcanzar la carbono neutralidad contribuyendo al desarrollo sostenible. Las Naciones Unidas mediante los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos en la Agenda 2030 entrega luces importantes para orientar acciones hacia una sociedad más justa, amigable y próspera. El ODS 7 “Energía Asequible y No Contaminante” está al centro de numerosos ODS y resulta ser un lineamiento fundamental en la definición de trayectorias hacia el carbono neutralidad consistente con un desarrollo sostenible.

El ODS 7 plantea al 2030 las metas siguientes:

1. Garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.
2. Aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.
3. Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.
4. Aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia.
5. Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo.

En conjunto con Generadoras de Chile se acordó relacionar el ODS 7 con tres dimensiones que deben abordarse simultáneamente. Estas dimensiones serán analizadas conjuntamente en el diseño de rutas de descarbonización e incrementarán la rentabilidad social de la mitigación.

Figura 1: Objetivos del ODS7



Fuente: Generadoras de Chile.

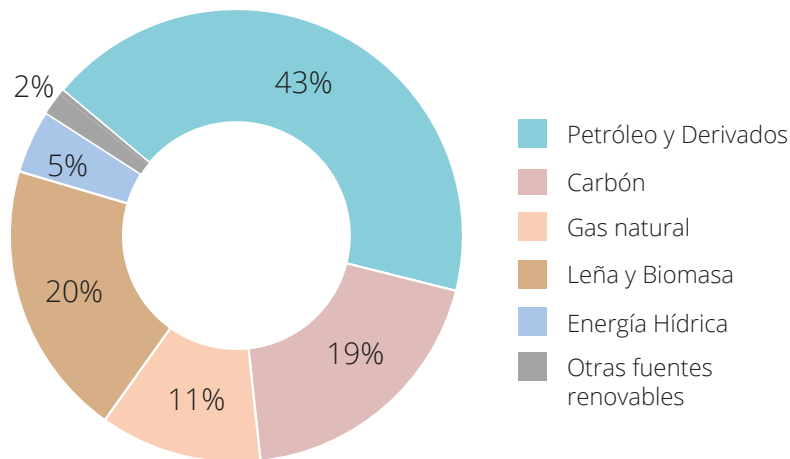
2. CONTEXTO EN CHILE

2.1 Consumo energético y emisiones de GEI

En Chile, la oferta energética total considerando la oferta primaria e importaciones netas de combustibles finales para el año 2017 fue de 403 mil Teracalorías, en donde un 27% correspondió a energías reno-

vables. Respecto del restante 73%, el país depende de combustibles fósiles principalmente importados. El petróleo crudo y los derivados de petróleo representan el 43% de la oferta energética total, seguido por el carbón (19%) y el gas natural (12%) (Ministerio de Energía, 2019).

Figura 2: Composición de la Oferta Energética Total en 2017



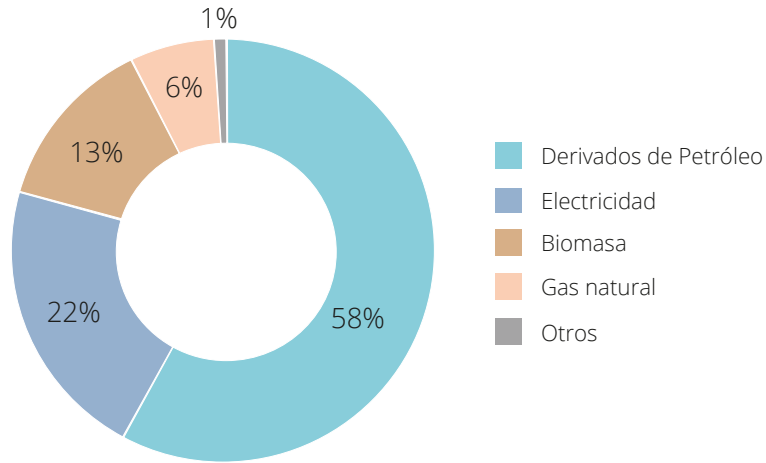
Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2019.

El consumo final de los sectores corresponde a 287 mil Teracalorías²¹. Los derivados de petróleo-diésel, gasolina, petróleo combustible, gas licuado de petró-

leo, kerosene, entre otros- dominan con holgura el consumo final representando 58%. Le siguen electricidad (22%), leña y biomasa (13%) y gas natural (6%).

²¹ Se excluye de este valor el consumo industrial no-energético (alrededor de 2 mil teracalorías).

Figura 3: Composición del Consumo Final de 2017 por Categoría de Energético

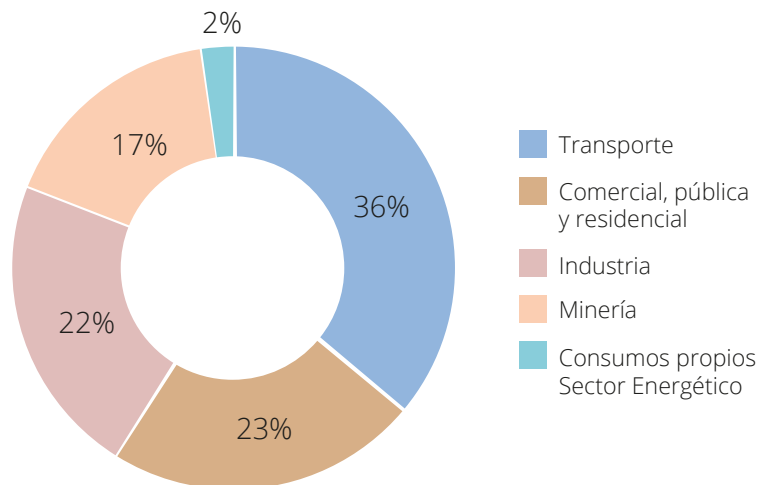


Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2019.

Los sectores de consumo final que define el balance son industria y minería (que se presentan juntos por ser representativos de los clientes libres); CPR o comercial, público y residencial (que se presentan juntos por agrupar principalmente clientes regulados); el sector energía (los autoconsumos de los sectores de transformación de energía); y los sectores de

transporte. Respecto a la composición sectorial del consumo, el sector transporte es el principal sector consumidor con un 36%. El consumo de este sector se satisface casi exclusivamente con derivados de petróleo representando 99% del total. Le siguen los sectores comerciales, público y residencial (23%), la industria (22%) y minería (17%).

Figura 4: Composición Sectorial del Consumo Final de 2017

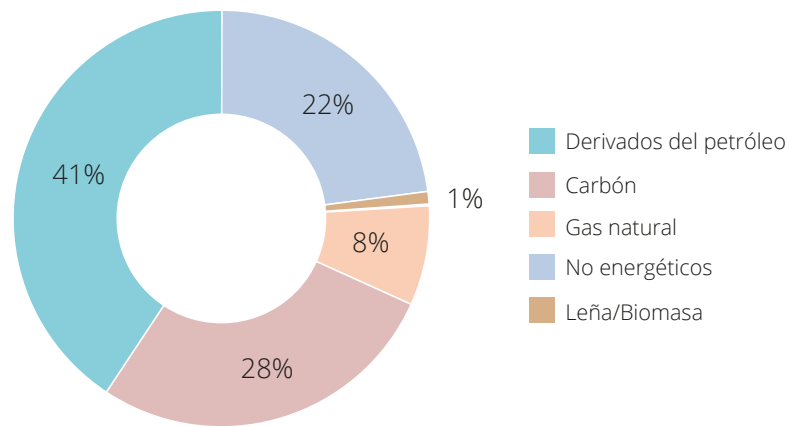


Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2019.

Los esfuerzos en el sector energía son clave para alcanzar la meta de descarbonización de la propuesta de ley de cambio climático de Chile. En el 2016, las emisiones de gases efecto invernadero alcanzaron 112 millones de toneladas de CO₂eq, siendo el sector energía responsable de 87 millones, lo que equivale a 78% de

las emisiones nacionales, excluyendo el sector del uso de la tierra, cambio del uso de la tierra y silvicultura (UTCUTS). Las emisiones de CO₂, el gas más relevante desde el punto de vista del calentamiento global, representan el 79% de las emisiones, provenientes principalmente de la quema de combustibles fósiles.

Figura 5: Fuentes de emisiones de GEI de 2016



Fuente:Elaboración propia en base a Ministerio de Medio Ambiente, 2018.

2.2 Contaminación del aire

El deterioro de la calidad del aire es el resultado de la interacción de una serie de factores, entre los cuales se encuentran la dinámica urbana, las emisiones de actividades vinculadas a la industria y transporte, el uso de determinadas tecnologías, la meteorología, ventilación y topografía local, el consumo y el tipo de combustibles, entre otros. La interacción de estos factores incide en el comportamiento y la concentración de los contaminantes en el aire.

En el caso de Chile, la calidad del aire constituye uno de los temas ambientales que más directamente afecta a la población, en particular, en las regiones del centro y sur del país, donde se concentra la mayor parte de la población. A la fecha, se han realizado esfuerzos y se han desarrollado distintos instrumentos con el objetivo de cumplir con los estándares establecidos en las normas primaria y secundaria de calidad del aire vigentes, los cuales resultan aún insuficientes en ciertas zonas del país que se mantienen en estado de saturación o latencia.

Si bien a nivel nacional la preocupación por la contaminación del aire tiene antecedentes que se remontan a inicios del siglo XX, las primeras normas de emisión y calidad del aire fueron dictadas en los años 1961 y 1978 respectivamente (Decreto 144 del Ministerio de Salud y Resolución 1215 del Ministerio de Salud de 1978). Producto del posterior desarrollo de nuevos estudios y de procesos de revisión de la normativa, hoy se cuenta con normas

primarias de calidad ambiental, de carácter nacional, para siete contaminantes: Material Particulado MP_{10} y $MP_{2,5}$, Dióxido de Azufre (SO_2), Dióxido de Nitrógeno (NO_2), Ozono Troposférico (O_3), Monóxido de Carbono (CO) y Plomo (Pb) (Ministerio del Medio Ambiente, 2019).

La siguiente tabla presenta los aspectos más relevantes de la normativa nacional mencionada.

Tabla 1: Normas relevantes en la regulación chilena

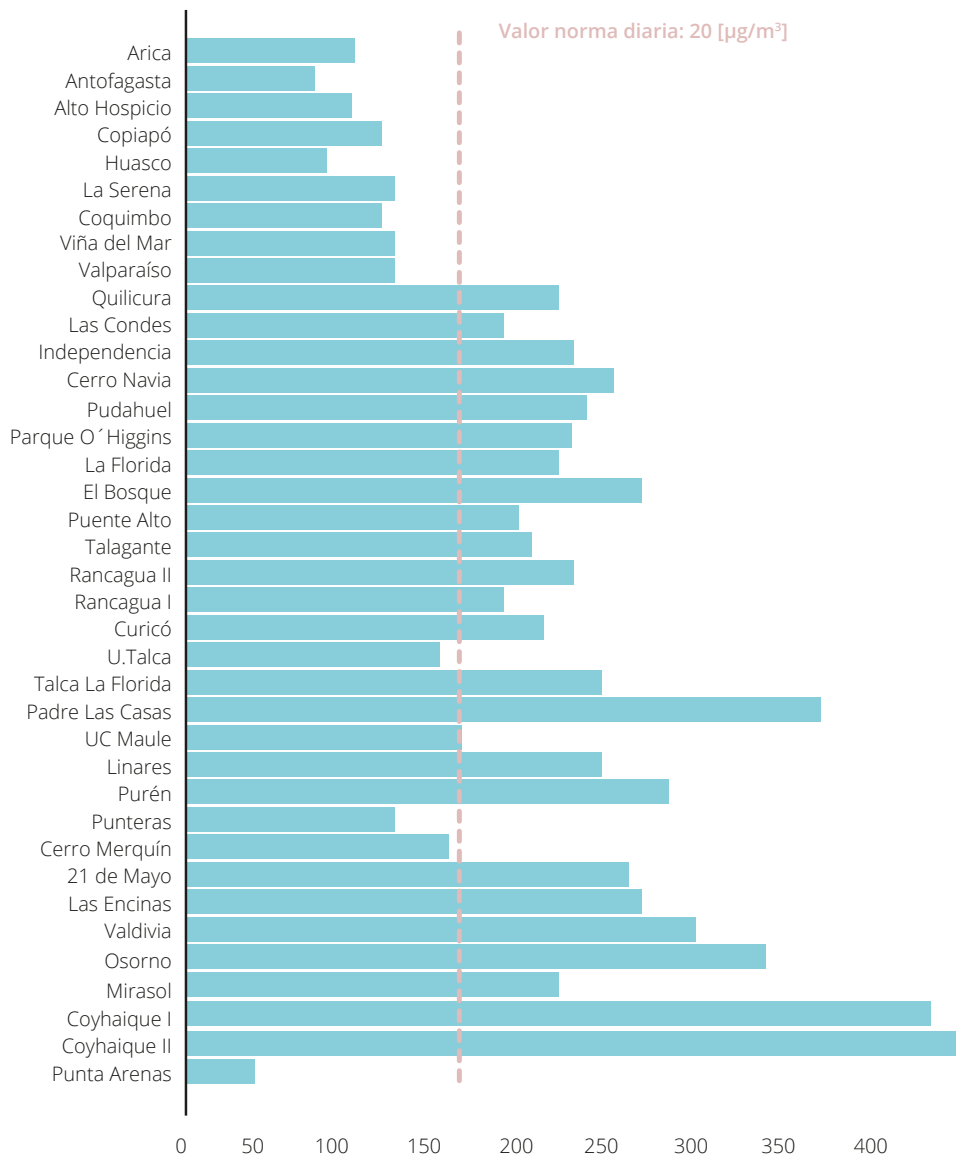
Contaminante	Valor Norma $\mu g/m^3N$	Métrica	Excedencia	Decreto
O_3	120	Promedio móvil de 8 horas	Promedio Aritmético del percentil 99 de los máximos diarios de las medias móviles 8 hrs.	D.S. N°112/02
MP_{10}	50	Promedio aritmético anual	Promedio Trianual	D.S. N°59/1998, modificado por D.S. N°45/2001
	150	Promedio aritmético diario	Percentil 98 de las concentraciones diarias	
$MP_{2,5}$	20	Promedio aritmético anual	Promedio Trianual	D.S. N°12/2010
	50	Promedio aritmético diario	Percentil 98 de los promedios diarios	
SO_2	80	Promedio aritmético anual	Promedio Trianual	D.S. N°104/2018
	250	Promedio aritmético de 24 hrs.	Promedio Trianual del percentil 99 de las concentraciones diarias	

Fuente: Elaboración propia.

Los registros de las estaciones de monitoreo con representatividad poblacional (EMRP) permiten evaluar el estado de la calidad del aire en relación con los estándares establecidos en las normas primarias de calidad ambiental. El año 2018, a nivel nacional el 63% (24 de 38) de las EMRP presentaron concentraciones superiores al valor de la norma primaria anual para $MP_{2,5}$ ($20 \mu\text{g}/\text{m}^3$) y el 73% (39 de 53) re-

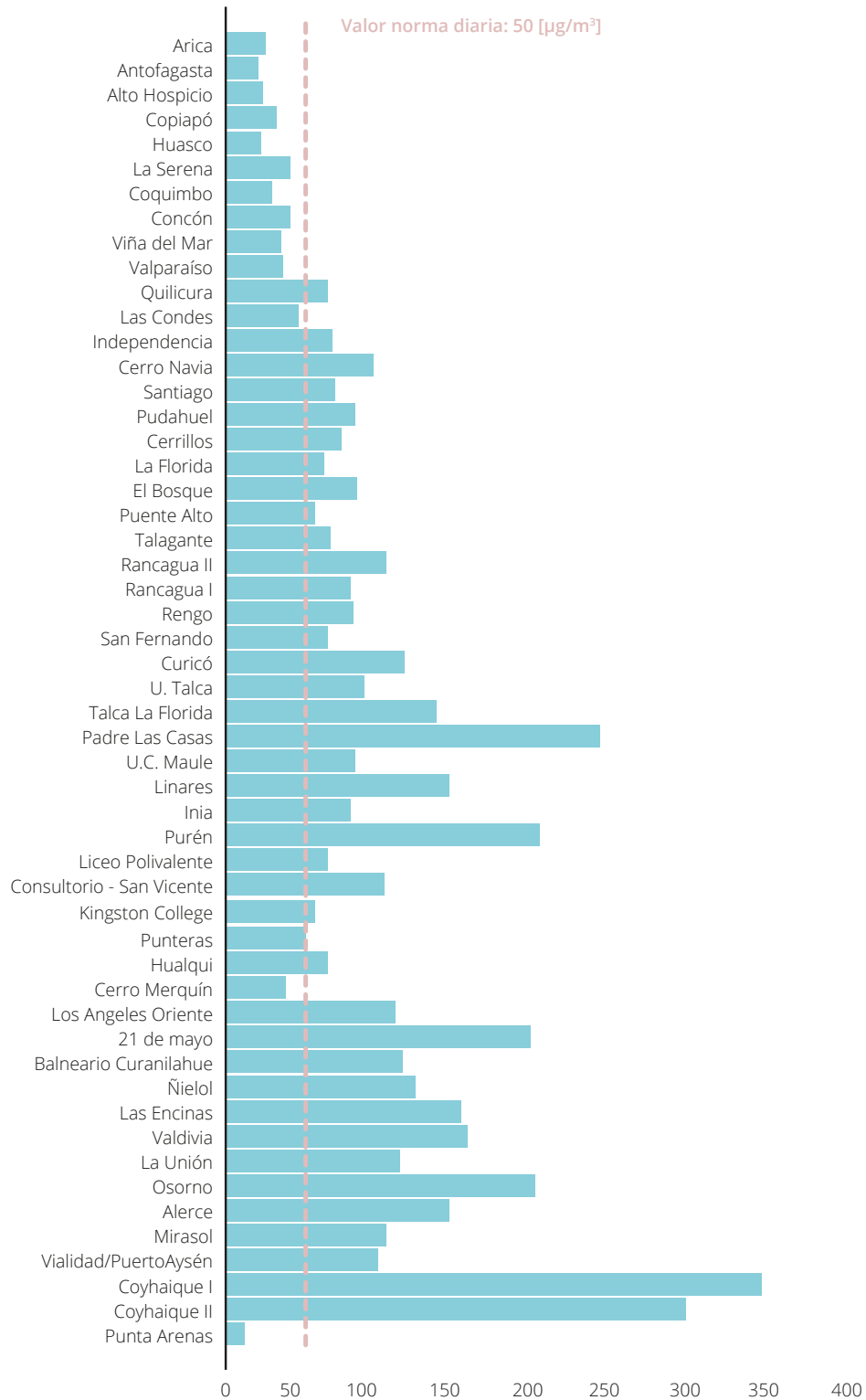
gistraron concentraciones sobre el valor límite de la norma diaria de $MP_{2,5}$ ($50 \mu\text{g}/\text{m}^3$) (Ministerio del Medio Ambiente, 2019). Como es posible observar en las figuras a continuación, las estaciones ubicadas en la zona sur del país registraron las mayores concentraciones, con valores máximos en la ciudad de Coyhaique correspondientes a $56 \mu\text{g}/\text{m}^3$ para concentración anual y $380 \mu\text{g}/\text{m}^3$ para concentración diaria.

Figura 6: Promedio trianual de concentraciones de material particulado fino ($MP_{2,5}$) en estaciones de monitoreo del país, (2016-2018)



Fuente: Ministerio del Medio Ambiente, 2019.

Figura 7: Percentil 98 de las concentraciones diarias de material particulado fino (MP_{2,5}) en estaciones de monitoreo del país, 2018



Fuente: Ministerio del Medio Ambiente, 2019.

En base a las mediciones presentadas, es posible apreciar que las ciudades de la zona centro y sur del país registran altas concentraciones de $MP_{2,5}$, superando los límites máximos de la normativa vigente anual y diaria. De acuerdo a las estimaciones del Ministerio del Medio Ambiente, más de 9 millones de personas en Chile estarían expuestas a concentraciones promedio que superan las normas. (Ministerio del Medio Ambiente, 2019).

La exposición a material particulado tiene asociado efectos sobre la población, los cuales consideran casos de mortalidad por causas cardiorrespiratorias, admisiones hospitalarias por diversas causas²², visitas a salas de emergencia por bronquitis agudas y restricciones de actividad que incluyen días de pérdida de trabajo y días de actividad restringida. En el caso de Chile se estima que al año 2018 ocurrieron 3.640 casos de muertes prematuras asociadas a exposición de $MP_{2,5}$ y alrededor de 2.900 casos de admisiones hospitalarias. (Ministerio del Medio Ambiente, 2019).

2.3 Pobreza energética

Algunos servicios, como por ejemplo la calefacción adecuada, la refrigeración, la iluminación y el suministro de energía para el uso de electrodomésticos, son esenciales para garantizar un nivel de vida digno y la salud de los ciudadanos. Los hogares más desposeídos experimentan una falta en los servicios energéticos antes mencionados debido a una combinación de factores, entre ellos un alto gasto de energía, bajos ingresos del hogar, edificios y electro-

domésticos ineficientes y necesidades específicas de energía del hogar. (EU Energy Poverty Observatory, 2020).

La pobreza energética es una forma distinta de pobreza asociada con una serie de consecuencias adversas para la salud y el bienestar de las personas, con enfermedades respiratorias y cardíacas, y salud mental, exacerbada debido a las bajas temperaturas y el estrés asociado con facturas de energía inasequibles. (EU Energy Poverty Observatory, 2020).²³

A nivel nacional, la pobreza energética es un tema que recientemente ha ganado notoriedad. De acuerdo a la definición de la Red de Pobreza Energética²⁴, un hogar se encuentra en situación de pobreza energética cuando (RedPE, 2019):

- i. No dispone de energía suficiente para cubrir las necesidades fundamentales y básicas, de acuerdo a lo establecido por la sociedad (objetivo) o sus integrantes (subjeto).
- ii. No cuenta con la capacidad de acceder a fuentes de energía que le permitan decidir entre una gama suficiente de servicios energéticos de alta calidad (adecuados, confiables, sustentables y seguros), que permitan sostener el desarrollo humano y económico de sus miembros.

El análisis del concepto requiere identificar y comprender los distintos elementos asociados. En el caso de la RedPe, el concepto de pobreza energética considera tres dimensiones:

22 Los casos analizados consideran accidentes vasculares, neumonía, problemas pulmonares crónicos y ataques de asma.

23 Si bien la "pobreza energética" como concepto había sido nombrada y definida en términos generales desde principios de la década de 1980, el concepto específico fue definido en 1991 en el libro de Brenda Boardman. La primera definición consideró en situación de pobreza energética a aquellos hogares cuyo gasto de combustible en todos los servicios de energía superara el 10% de sus ingresos (Boardman, 1991). A nivel internacional el concepto se ha desarrollado en cada país en función de las realidades de los mismos, considerando en esto características y criterios nacionales. Tal como se describe en el estudio "Pobreza energética: análisis de experiencias internacionales y aprendizajes para Chile" elaborado recientemente por PNUD, no existe una forma única y consensuada para definir la pobreza energética en la comunidad académica ni en el reconocimiento oficial de los estados.

- **Acceso**, asociado a umbrales físicos que consideran aspectos geográficos, infraestructurales y tecnológicos.
- **Equidad**, asociado a umbrales económicos que consideran elementos como el gasto en energía, confort térmico, confort lumínico, bienes y equipamiento.
- **Calidad**, asociado a umbrales culturales, físicos y económicos que consideran las fuentes de energía, las condiciones habitacionales y la seguridad del suministro energético.

La literatura internacional y científica presenta una serie de indicadores posibles de utilizar para evaluar la pobreza energética de un país. Una clasificación de los indicadores existentes es la entregada por (Triconomics, 2016), quien identifica indicadores basados en gastos (gasto monetario del hogar en energía) y basados en consenso (declaración del hogar de dificultades para acceder a sus servicios energéticos básicos). Además, la misma fuente identifica indicadores basados en temperatura (enfocados en mediciones de temperatura interna en las viviendas) e indicadores basados en resultados de la energía (enfocados en los efectos derivados de la pobreza energética tales como mortalidad relativa al frío, desconexión de energía y atrasos en pagos de cuentas de energía). Una segunda fuente, (González-Eguino, 2015) plantea tres enfoques de medición de pobreza: un umbral tecnológico referido a la idea que la pobreza energética es la falta de acceso a servicios energéticos moderno, un umbral físico centrado en estimaciones de consumo energético mínimo asociados a necesidades básica y un umbral económico que busca establecer un porcentaje máximo de ingreso familiar como referente para el gasto en energía.

Como es posible observar, el concepto de pobreza energética abarca numerosos aspectos cuantitativos y cualitativos que definen la situación de un país.

En términos de electrificación, Chile presenta tasas de acceso a la electricidad superiores al 99%, lo que se equipara a los niveles de países de la OCDE. A nivel urbano se estima que el 0,18% de los hogares no tiene acceso a electricidad, mientras que en el sector rural este valor aumenta a un 1,44% (RedPe, 2018). A pesar de que estos valores son relevantes para el análisis de pobreza energética en el país, se requiere considerar elementos que van más allá de la conectividad, como por ejemplo la continuidad, calidad y seguridad, entre otros. En relación al acceso, si bien existe acceso universal a la energía eléctrica, sólo un 91,45% cuenta con medidor propio, lo que significa que el casi 500.000 hogares acceden a la energía eléctrica de manera informal o con medidor compartido. Adicionalmente, existen extensas zonas de baja densidad poblacional en las cuales el acceso a electricidad es un problema se considera las características dinámicas del país, como son el dinamismo de los asentamientos, la parcelación de loteos y la autoconstrucción. (PNUD, 2018).

En el caso de acceso a otros combustibles y tecnologías limpias para cocinar, las tasas estimadas en Chile son elevadas y del orden del 97%. Estos niveles son, al igual que en el caso de la electrificación, similares a los presentados en países de la OCDE. (PNUD, 2018).

A nivel per cápita, el consumo de energía primaria del sector residencial en Chile presenta niveles más bajos que los de la OCDE (0,22 toneladas de petró-

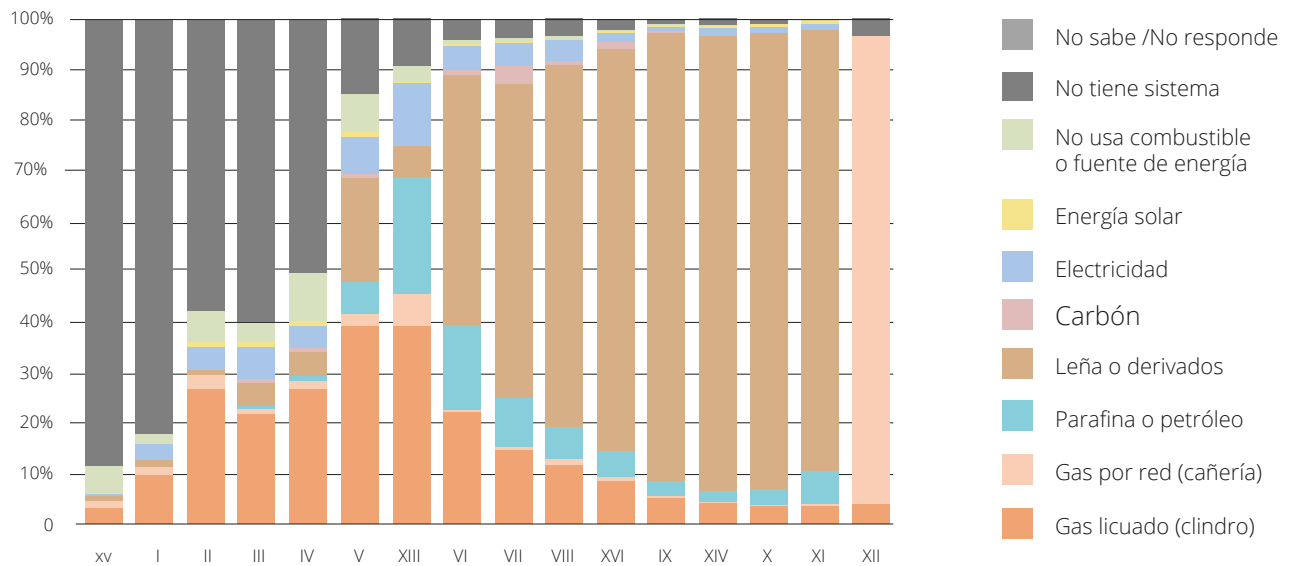
24 RedPE es una plataforma de colaboración transdisciplinaria de académicos, investigadores, estudiantes, instituciones, públicas y privadas y organizaciones de la sociedad civil que busca enfrentar los desafíos de la pobreza energética en Chile y en la región latinoamericana.

leo equivalente per cápita para Chile versus 0,53 toneladas per cápita para OCDE). Las explicaciones de esto pueden ser diversas y pueden estar relacionados al ingreso disponible de las familias, diferencia en tarifas, elementos culturales de relación con la energía o mayor eficiencia en el uso de los recursos. (PNUD, 2018).

Particularmente en el caso de la calefacción residencial de Chile es posible observar que la estructura de fuentes energéticas utilizadas es heterogénea en función de las distintas zonas administrativas y varía fuertemente desde el norte hacia el sur del país.

A medida que se avanza hacia el norte del país, la cantidad de hogares que declaran no utilizar un sistema de calefacción aumenta, mientras que en el centro esta proporción se reduce y aparecen combustibles como el Gas Licuado de Petróleo (GLP) y la parafina. En el sur del país la leña es la principal fuente de energía, a excepción de la Región de Magallanes donde el principal combustible es el gas natural (RedPe, 2018). El gráfico a continuación muestra la matriz energética para calefacción en cada región.

Figura 8: Uso de fuentes de energía para calefacción, según región



Fuente: Elaboración propia en base a CASEN 2017.

En términos absolutos, se estima que el 20% de la oferta energética total en Chile es aún leña o biomasa (Ministerio de Energía, 2019) y que este consumo tiene un uso especialmente relevante en el sector residencial, particularmente para calefacción. La heterogeneidad de la matriz energética del sector calefacción refuerza la necesidad de analizar la pobreza energética del país de acuerdo las características biofísicas y socioculturales del territorio.

Desde el punto de vista económico, el análisis de la pobreza energética requiere considerar elementos como el ingreso y el gasto energético de los hogares. En relación al ingreso es posible observar una desigual distribución del mismo a lo largo del territorio, reflejado por ejemplo en un Coeficiente de Gini de 0,45 en el año 2015. Asimismo, en base al resultado de encuestas aplicadas en Chile es posible estimar que el 68,1% de los hogares se encuentra por de-

bajo del promedio nacional de ingreso por hogar. A nivel territorial es posible observar además que la realidad es distinta entre regiones, con cinco regiones que poseen un ingreso medio del hogar por sobre el promedio nacional y cinco regiones por debajo del promedio, las cuales a su vez presentan mayores usos de leña y condiciones climáticas más lluviosas y frías (RedPe, 2018).

En relación a los niveles de confort en las viviendas, un estudio elaborado por ARQ Energía y ENER (ARQ Energía - ENER Soluciones, 2013), permitió estudiar las temperaturas al interior de las viviendas de seis regiones intensivas en el uso de leña como combustible de calefacción (Maule, Bío Bío, Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y Aysén). Las mediciones fueron realizadas en forma previa y posterior al reacondicionamiento térmico de las mismas y los resultados permitieron identificar, además de las deficiencias en la calidad de viviendas, los consumos energéticos y temperaturas al interior de viviendas.

Previo a los reacondicionamientos térmicos, las mediciones realizadas permiten identificar temperaturas medias²⁵ en el interior de las viviendas que en promedio varían entre los 16,9°C a 17,8°. Después del reacondicionamiento las temperaturas interiores, en general, suben entre 0.6 a 1.1°C. (ARQ Energía - ENER Soluciones, 2013).

En relación a la percepción de la sensación de confort reportada por los usuarios, el estudio determina que la mayoría de los entrevistados reporta que su vivienda es fría aún en condiciones normales de uso de la calefacción, y muy fría sin uso de ella, debiendo usar un chaleco grueso dentro de las viviendas (ARQ Energía - ENER Soluciones, 2013).

2.4 Cierre de centrales de carbón

En enero de 2020, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional SEN superó los 25 mil MW,

mientras que la capacidad instalada de carbón era de 5.350 MW representando 21% de la capacidad del SEN. El más reciente Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) desarrollado por el Ministerio del Medio Ambiente estima que al año 2016 el 30,4% de las emisiones del sector energía de CO₂eq provinieron de la industria de la energía (generación), seguido del sector transporte con un 22,5%. Bajo este contexto, el sector generador, y en particular las centrales a carbón, abren una importante oportunidad para disminuir los actuales niveles de emisión de contaminantes.

En enero del año 2018 se dio a conocer un importante acuerdo entre el Gobierno de Chile y las cuatro empresas generadoras del país propietarias de las 28 centrales existentes en el país: AES Gener, Colbún, Enel y Engie. El acuerdo contempló tres compromisos (Ministerio de Energía, Ministerio del Medio Ambiente y Generadoras de Chile, 2018):

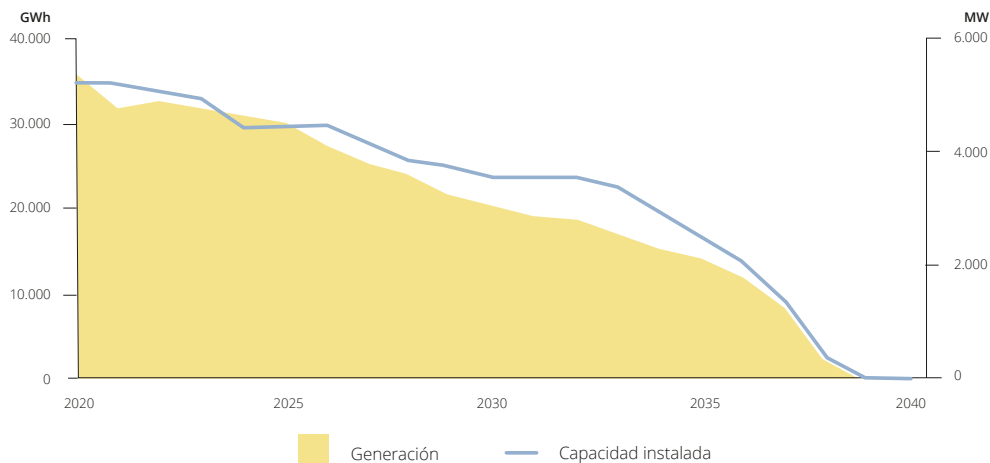
- Las empresas mencionadas se comprometieron a no iniciar nuevos desarrollos de proyectos a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes a partir de esta fecha.
- La creación de un Grupo de Trabajo para que analizara, en el contexto de los objetivos de la Política Energética 2050, los elementos tecnológicos, ambientales, sociales, económicos, de seguridad y de suficiencia de cada planta y del sistema eléctrico en su conjunto, entre otros, que permitiera establecer un cronograma y las condiciones para el cese programado y gradual de la operación de centrales a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes.
- La coordinación, de parte del Ministerio de Energía, del Grupo de Trabajo al cual se invitarían a todos las instituciones relevantes en el proceso.

25 Durante el día.

Posteriormente, luego de la elaboración de distintas propuestas, en junio del año 2019 se dio a conocer el plan de retiro del carbón de la matriz eléctrica del país, el cual se centró en tres compromisos principales:

- El cierre de ocho centrales termoeléctricas a carbón al año 2025, con un cronograma de retiro entre 2019 y 2024. Las primeras centrales en retiro actualmente representan en conjunto el 19% de total de capacidad instalada de carbón y corresponden a las centrales más antiguas del sistema: Tarapacá (1), Tocopilla (4), Puchuncaví (2) y Coronel (1).
- El cierre de las 20 centrales termoeléctricas a carbón restantes al año 2040, sin cronograma específico de retiro.

Figura 9: Evolución de la capacidad y generación esperada de las centrales termoeléctricas a carbón



Fuente: Elaboración propia en base a Coordinador, 2018.

El Ministro de Energía, Juan Carlos Jobet, en diciembre de 2019 en el marco de la COP25, anunció la decisión de cerrar anticipadamente cuatro centrales a carbón. Engie adelantaría el cierre de sus unidades Mejillones 1 y 2 del año 2024 al año 2021. Las unidades termoeléctricas Ventanas 1 y 2 de AES Gener también adelantaría sus cierres para dejar de funcionar a fines del 2020 y de 2022 respectivamente. Anteriormente, se consideraba su cierre para 2025. Finalmente, en mayor de 2020, Enel anuncia el cierre anticipado de sus últimas unidades a carbón. Bocamina I pondría término a sus operaciones a más tardar el 31 de diciembre de 2020, mientras que Bocamina II lo haría antes del 31 de mayo de 2022. En consecuencia, en el periodo 2019-2024, la capacidad comprometida de cierre sube de 1.047 MW en el acuerdo inicial a 1.731 MW a la fecha.

Si bien a la fecha no existe un cronograma explícito para el retiro de cada una de las unidades carboneras del sistema, sí existe el acuerdo general de erradicar el carbón de la matriz de generación antes del año 2040. En este sentido, la riqueza de las fuentes de energía renovables en Chile abre posibilidades para el sector de generación de electricidad en el futuro. Al año 2018 el 45% de la electricidad fue producida mediante fuentes renovables, principalmente hidroeléctrica (30,4%) y en menor medida solar (6,7%), eólica (5,1%) y geotérmica (0,3%) (Generadoras de Chile, 2019). De acuerdo al estudio “Análisis de largo plazo para el SEN considerando fuentes de ERV e intermitentes” se espera que al año 2030 el 30% de la electricidad provenga del recurso solar, lo que la posicionaría como la tecnología predominante de la matriz a ese año. Asimismo, el aporte hídrico y eólico a la matriz llegarían al 29% y 12% respectivamente. (PSR-Moray, 2018).

3. EL ESCENARIO BASE

Para establecer el nivel de abatimiento y costos económicos de distintas medidas de mitigación, se construyeron dos escenarios bajo distintos supuestos en base a los cuales se buscó proyectar el consumo y la producción energética en el periodo 2020-2050. En efecto, como es habitual en el análisis costo beneficio en este estudio se comparan dos escenarios: el escenario base y el escenario asociado a la ruta de descarbonización. De esta comparación se infieren reducciones de emisiones e indicadores económicos de la ruta de descarbonización respecto del escenario base. Para dar robustez al estudio se construye un escenario base basándose en proyecciones de los escenarios desarrollados en el proceso Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). Este escenario será posteriormente contrastado con la ruta de descarbonización.

Las proyecciones de consumo de los sectores económicos, así como también ciertos factores y variables relevantes para el cálculo, han sido facilitados por el Ministerio de Energía hasta el año 2050 para un escenario PELP correspondiente al escenario PELP de demanda alta. Por otra parte, se realizan varios ajustes para lograr contar con una integración completa que permita desarrollar una modelación de todos los sectores de consumo final y de la generación eléctrica. Se dispone además de los Balances Nacionales de Energía hasta el año 2017, lo cual ha permitido ajustar el modelo en los años 2016 y 2017 con el objetivo de mantener la consistencia de la proyección con las publicaciones oficiales de consumo según sector económico, región y energéticos. Puesto que la construcción del modelo de escenarios de demanda ha sido un trabajo realizado anteriormente en el marco del proyecto “Desarrollo de

Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015), en esta oportunidad el trabajo se ha centrado en la actualización y ajuste de parámetros específicos. En esta sección se presentan los principales supuestos y resultados asociados al escenario base.

3.1 Parámetros de entrada

En la línea base se utilizan parámetros de entrada consistentes con aquellos empleados en la construcción del escenario PELP de demanda alta. En particular, se destacan supuestos de crecimiento económico, precios de los energéticos, penetración base de tecnologías clave (electromovilidad, climatización), entre otros. **La mayor parte de estos antecedentes fueron entregados por el Ministerio de Energía en el contexto de este estudio** y corresponden al escenario de demanda alta que utilizó el Ministerio de Energía.

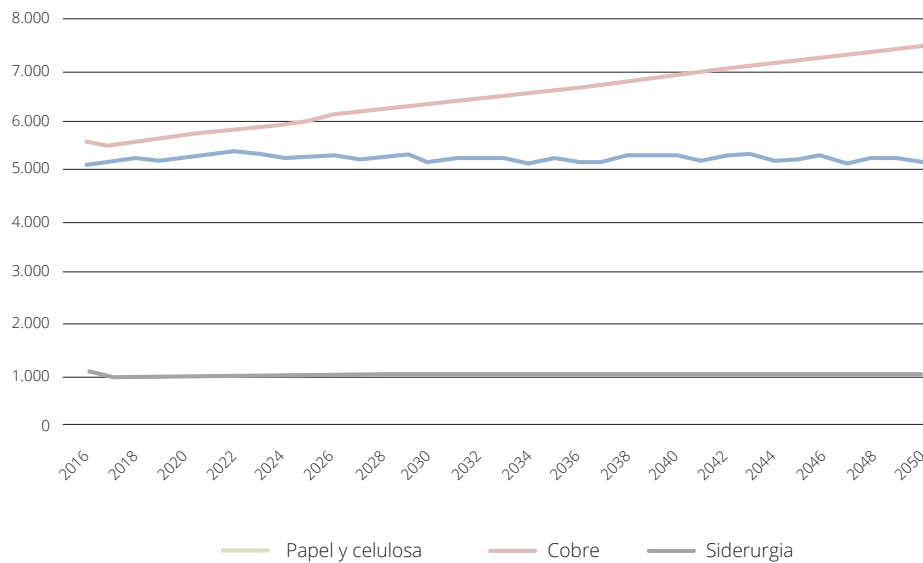
Se distingue entre dos categorías de supuestos y parámetros exógenos. La primera se refiere a supuestos que son transversales a los sectores de demanda final y de generación eléctrica. Su consistencia es fundamental en la modelación de cualquier escenario. Entre estos supuestos se encuentra:

- Crecimiento del PIB nacional y variables económicas relacionadas como ingreso de los hogares. La tasa de crecimiento del PIB de este escenario es de 3,2% constante en el periodo.
- Crecimiento de la población nacional
- Precio de los combustibles
- Parámetros técnicos y económicos del módulo de generación eléctrica

La segunda categoría de parámetros utilizados exógenamente corresponde a variables sectoriales. En particular, se destacan supuestos de la producción de sectores energo-intensivos y la participación tecnológica del sector transporte. En relación con los sectores productivos, se requieren proyecciones de niveles de producción física de sectores relevantes. Para

ello se revisó información actualizada de producción a nivel regional en las actividades Cobre, Papel y Celulosa y Siderurgia, para los años 2016 y 2017. A partir de estos valores y utilizando las metodologías de proyección del proyecto “Desarrollo de Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015), se construyó el escenario base de producción de estos tres sectores.

Figura 10: Producción Cobre, Papel y Celulosa y Siderurgia [miles de toneladas]

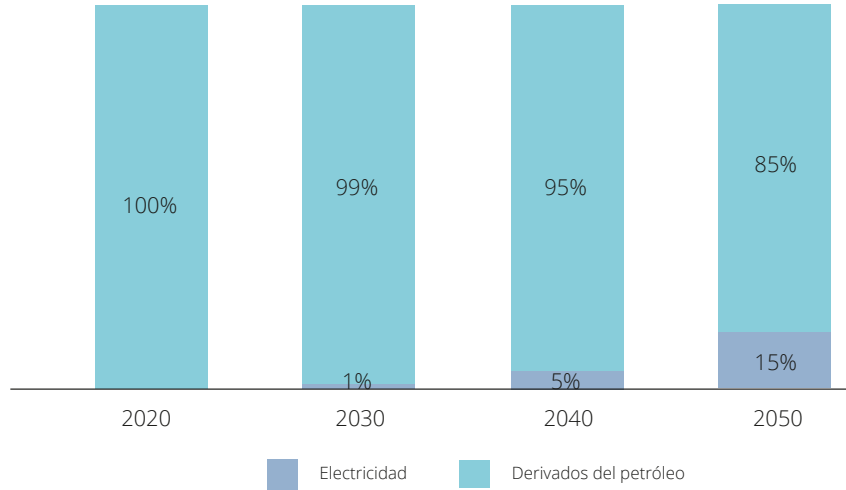


Fuente: Elaboración propia.

La penetración de las tecnologías en los modos de transporte del escenario base también se levanta a partir de información exógena. Como es posible observar en el gráfico a continuación, la tecnología

dominante en los vehículos livianos corresponde a los derivados del petróleo con una penetración del 85% año 2050. El restante 15% corresponde a electricidad.

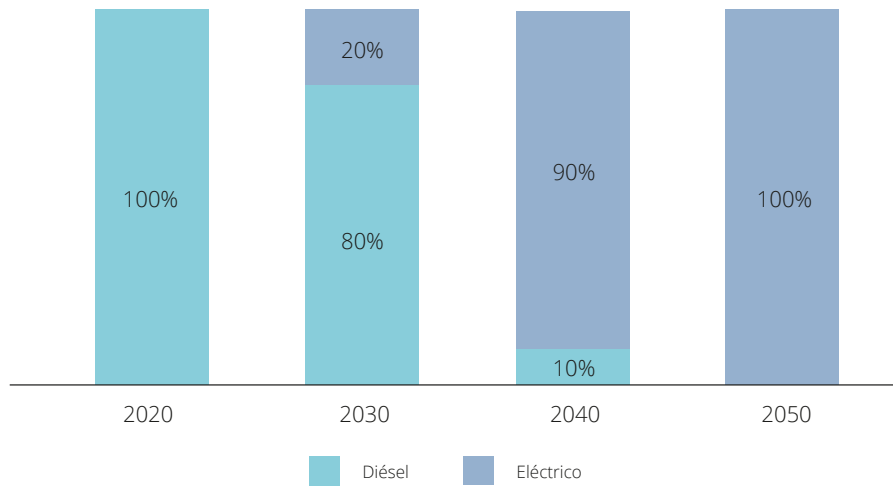
Figura 11: Penetración tecnológica en el parque de vehículos livianos (particulares y taxis) en el escenario base



Fuente: Elaboración propia en base a antecedentes entregados directamente por el Ministerio de Energía en contexto de este estudio.

El escenario base asume que en 2050 el 100% de buses del transporte urbano será eléctrico.

Figura 12: Penetración tecnológica en el parque de buses urbanos en el escenario base



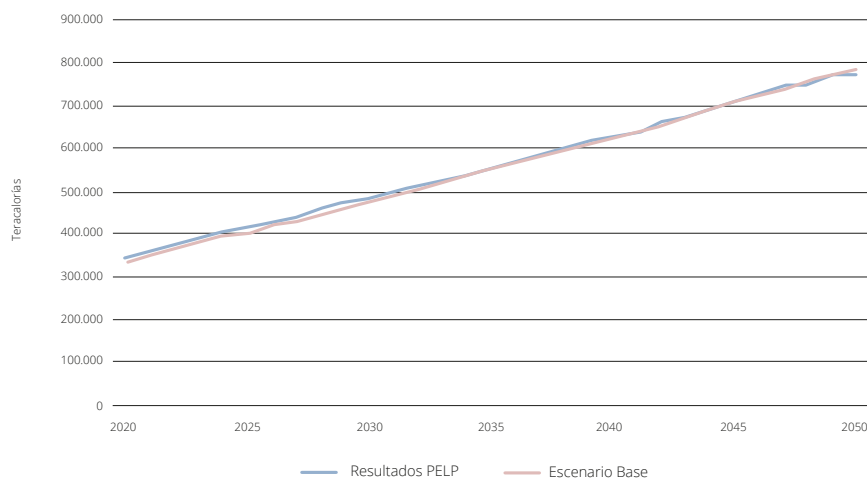
Fuente: Elaboración propia considerando antecedentes entregados por el Ministerio de Energía en contexto de este estudio.

Es importante destacar que las participaciones de energéticos en los distintos sectores de consumo final resultan directamente del modelo y serán presentadas en las secciones de resultados del estudio. Para ello se calibran las participaciones actuales y se proyecta en base a criterios tendenciales y económicos. Para mayores antecedentes del modelo utilizado ver Anexo 9.1.

3.2 Resultados de consumo final del escenario base

Los resultados del escenario base construido en este estudio logran replicar adecuadamente el escenario PELP de demanda alta Ministerio de Energía. Esta gran similitud es relevante para establecer como referencia un escenario validado. La figura siguiente presenta los resultados agregados de consumo final para los escenarios PELP y el escenario base. El consumo pasa de 340 mil teracalorías en 2020 a 475 mil en 2030 y 785 mil en 2050. Las tasas de crecimiento promedio anuales de los escenarios base y PELP son 2,8% y 2,7% respectivamente.

Figura 13: Resultados agregados de consumo total: Escenarios Base versus PELP

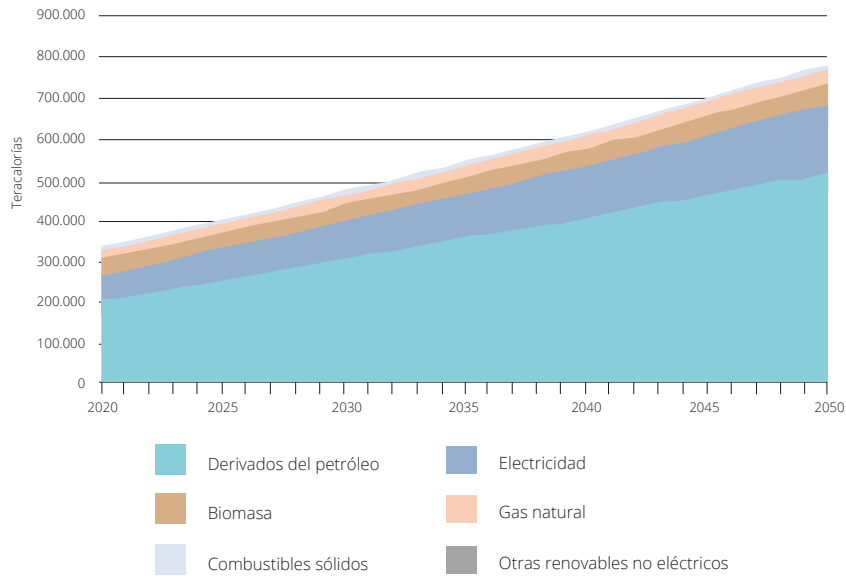


Fuente: Elaboración propia utilizando antecedentes entregados por Ministerio de Energía.

Los resultados del escenario base revelan que el consumo de derivados de petróleo es el más significativo en los sectores de deman-

da final. La figura siguiente presenta los consumos totales desagregados por categoría de energético.

Figura 14: Consumo final por categoría de energético en el escenario base

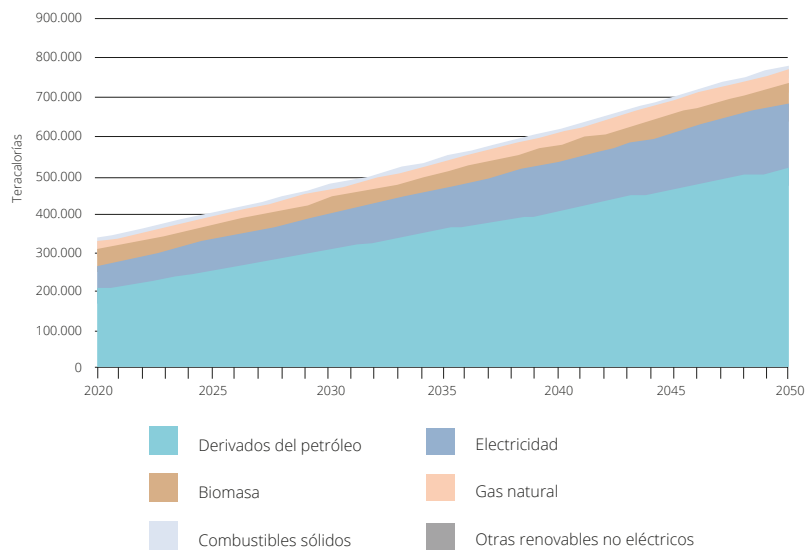


Fuente: Elaboración propia utilizando antecedentes entregados por Ministerio de Energía.

La figura siguiente presenta la evolución en participación por categoría de energético. En todo el horizonte dominan los consumos de derivados de petróleo incrementando su participación de 61% en

2020 a 65% en 2050. Por el contrario, la participación de la biomasa pasa de 10% a 6% en el periodo. La participación del consumo eléctrico se mantiene prácticamente constante en torno a un 20%²⁶.

Figura 15: Participación de categorías de energéticos en consumo final del escenario base

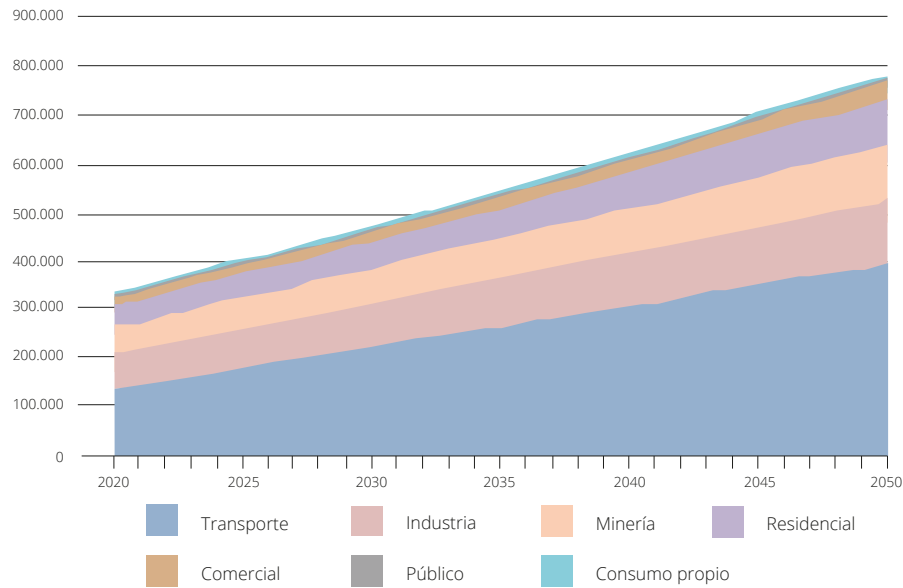


Fuente: Elaboración propia utilizando antecedentes entregados por Ministerio de Energía.

26 Notar que estas cifras difieren levemente de los resultados del Balance Nacional de Energía de 2017 (Ministerio de Energía, 2019). El modelo del Ministerio de Energía estima el consumo energético del sector transporte a partir de datos y modelaciones de SECTRA cuyos resultados de consumo son mayores a aquellos del balance por incluir consumo de cabotaje. Lo anterior hace que la participación de los derivados de petróleo crezca y se reduzcan aquellas del resto de los energéticos.

La figura siguiente presenta el consumo final para cada uno de los sectores de demanda final considerados en la construcción del escenario base. Se aprecia a simple vista la relevancia del sector transporte en el consumo final.

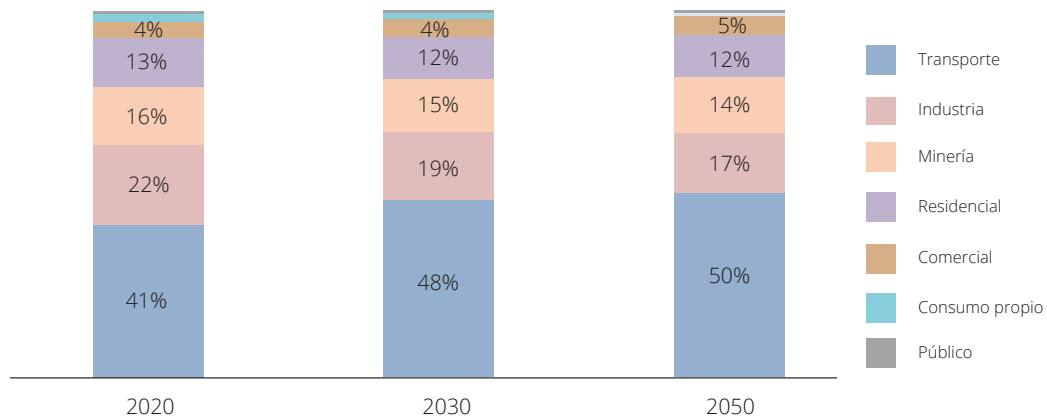
Figura 16: Evolución sectorial del consumo final en el escenario base



Fuente: Elaboración propia utilizando antecedentes entregados por Ministerio de Energía.

La figura siguiente presenta la participación porcentual de cada sector de consumo final en los años 2020, 2030 y 2050. El sector transporte es el más importante siguiendo una trayectoria al alza en cuanto a su participación del consumo final. Le siguen industria y minería con trayectorias de participación a la baja. La participación de los sectores residencial y comercial es relativamente estable.

Figura 17: Participación sectorial del consumo final en el escenario base

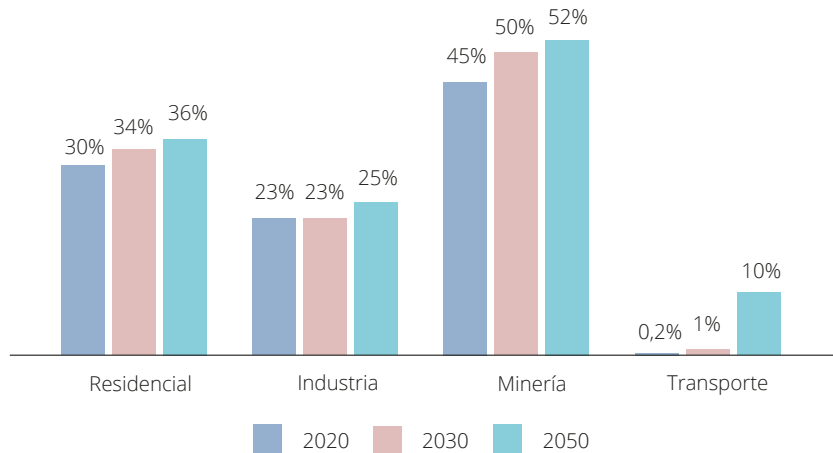


Fuente: Elaboración propia utilizando antecedentes entregados por Ministerio de Energía.

En cuanto a la participación de la electricidad, esta se incrementa en los principales sectores de consumo final. La figura siguiente presenta

la penetración del consumo eléctrico en el consumo total de cada sector para los años 2020, 2030 y 2050.

Figura 18: Penetración de la electricidad en los consumos finales de cada sector



Fuente: Elaboración propia utilizando antecedentes entregados por Ministerio de Energía

3.3 Resultados de generación del escenario base

La matriz de generación del escenario base se construye también a partir de los escenarios PELP. Para estimar la evolución de la capacidad instalada y la energía generada en el SEN se sigue los pasos siguientes:

- Por construcción el consumo eléctrico del escenario base de este estudio y del escenario PELP demanda alta son equivalentes.
- Se considera la expansión de la capacidad del escenario B de los escenarios PELP. Estos antecedentes fueron entregados por el Ministerio de Energía en el contexto de este estudio. Este escenario es consistente con los antecedentes de demanda alta empleados, considera un cronograma de retiro de todas las centrales termoeléctricas a carbón, y su expansión se basa exclusivamente en capacidad renovable.

- La expansión del escenario B, considera la salida de toda la capacidad térmica a carbón al 2040. Para poder visualizar la contribución de la reducción de emisiones del sector generación, en la modelación del escenario base se considera solo la salida de las centrales con cronograma definido al 1 de diciembre de 2019 (1047 MW al 2024). Se mantiene el resto de la capacidad a carbón.
- El parque se co-optimiza²⁷ para lograr una configuración a mínimos costo. Para ello se utilizan supuestos de costos del Ministerio de Energía y parámetros técnicos consistentes con los empleados por el Coordinador.

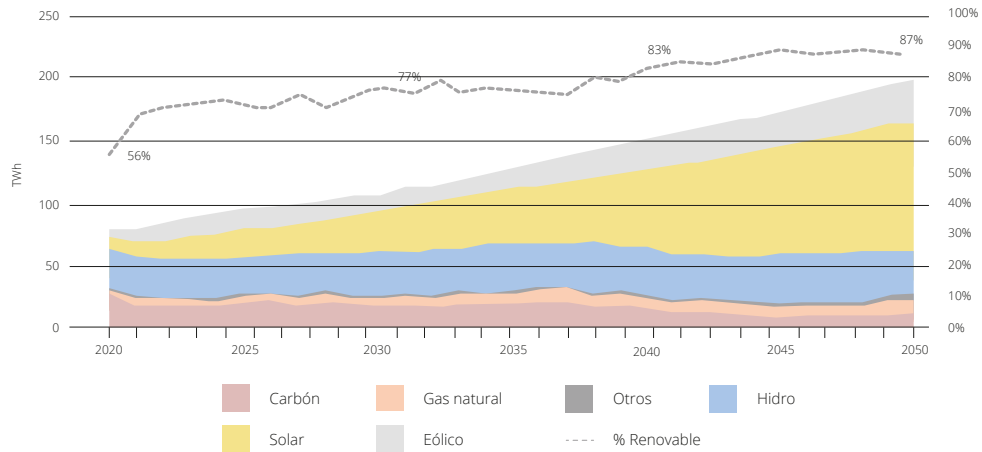
Por lo tanto, el escenario base de este estudio corresponde a un escenario PELP pero donde no se retira toda la capacidad a carbón en el periodo de evaluación. Por ello, esta capacidad es reemplazada por capacidad renovable utilizando supuestos del Ministerio de Energía.

27 Es decir, se reemplaza óptimamente solo la capacidad térmica a carbón que se retira sin modificar el resto de la matriz.

La figura siguiente presenta los resultados de energía generada en el SEN para el escenario base. La generación se incrementa de 80 TWh en 2020 a 110 TWh en 2030 y 200 TWh en 2050. Los resultados revelan incre-

mentos importantes de generación por medios solares (solar fotovoltaica y concentración solar) y eólica. La participación de la generación por medios renovables crece de 56% en 2020 a 87% en 2050.

Figura 19: Generación del SEN en el Escenario Base



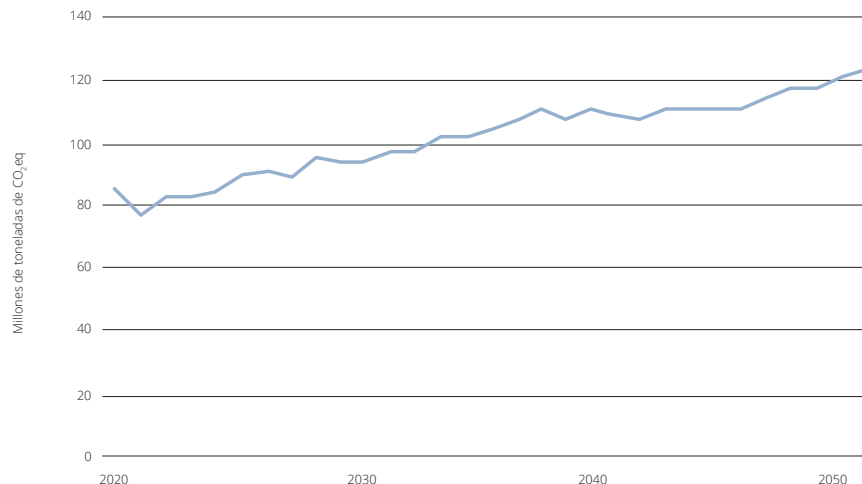
Fuente: Elaboración propia utilizando antecedentes entregados por Ministerio de Energía.

3.4 Resultados de emisiones de gases efecto invernadero del escenario base

La figura siguiente presenta los resultados de emisiones de gases efecto invernadero (CO₂eq) para el escenario base del sector energía. Las emisiones pasan de 86 millones de toneladas en 2020 a 94 millones

en 2030, y 124 millones de toneladas en 2050, alcanzándose este último año el mayor nivel de emisiones del horizonte de evaluación. La tasa de crecimiento promedio anual de las emisiones es 1,2% en el periodo 2020-2050. Las fluctuaciones anuales que experimentan las emisiones son consecuencia de la variabilidad hidrológica que experimenta la generación.

Figura 20: Emisiones agregadas del sector energía en el escenario base

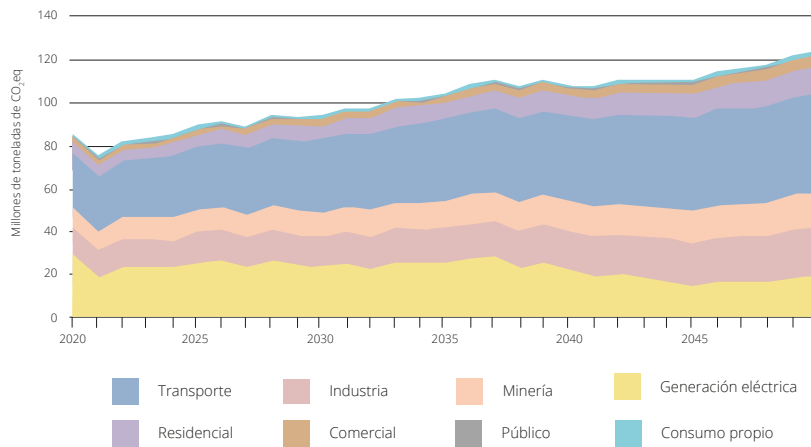


Fuente: Elaboración propia.

La figura siguiente presenta la contribución relativa a las emisiones de los sectores de consumo final y transformación (generación eléctrica). La contribución de la demanda final a las emisiones se incrementa de 65% en 2020 a 83% en 2050. Esto se explica por el crecimiento de emisiones de los sectores de consumo final (principalmente transporte,

industria y hogares) y la reducción de emisiones del sector generación gatillada por el retiro de unidades de carbón (el escenario base contempla la salida de más de 1.000 MW de capacidad de carbón) y una caída en el uso de las centrales térmicas por mayor disponibilidad de fuentes renovables de bajo costo de operación.

Figura 21: Emisiones de gases efecto invernadero sectoriales para el Escenario Base

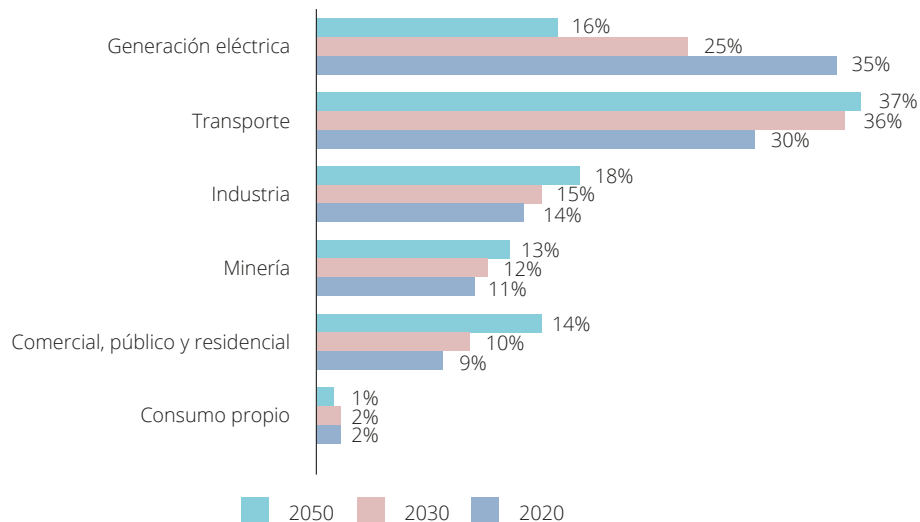


Fuente: Elaboración propia.

A lo largo del horizonte de evaluación las emisiones del sector transporte son las más relevantes incrementándose su participación de 30% en 2020 a 37% en 2050. La participación de la generación cae de 35% en 2020 a 16% en 2050. Los sectores industria-

les representan 14% de las emisiones en 2020 y 18% en 2050. Minería representa 11-13% en todo el periodo de evaluación. Los sectores comercial, público y residencial aumentan su participación de 9% en 2020 a 14% en 2050.

Figura 22: Participación sectorial de las emisiones en el escenario base



Fuente: Elaboración propia.

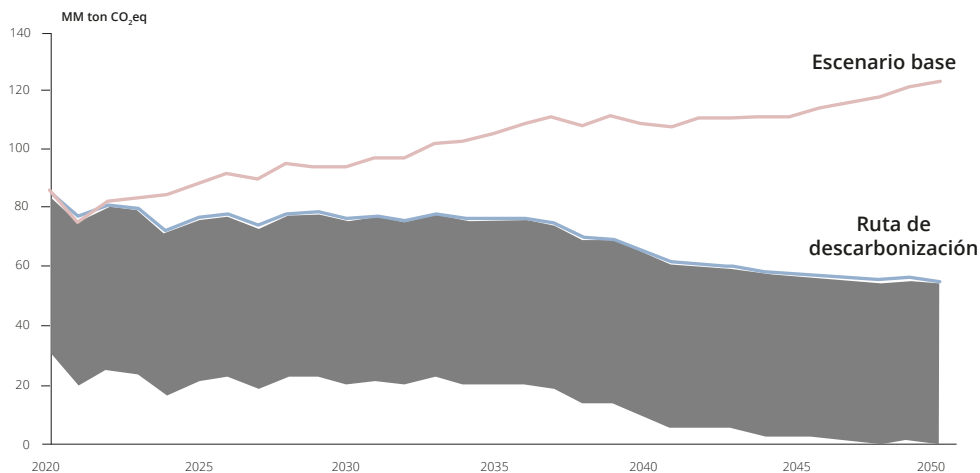
4. LA RUTA DE DESCARBONIZACIÓN

4.1 La ruta de descarbonización

La ruta de descarbonización corresponde a un escenario exploratorio que busca cumplir con el compromiso de carbono neutralidad por parte del sector energía. Esto quiere decir que todo el sector energía (transporte, industria, minería, hogares, comercio y generación eléctrica) reduce sus emisiones de gases

efecto invernadero. Para cumplir la meta de descarbonización al 2050, los sectores emisores deben emitir a lo más la cantidad de emisiones que los bosques absorben anualmente. **En este estudio se asume que esta captura es constante e igual a -55 millones de toneladas anuales** siendo este supuesto consistente con los escenarios de carbono neutralidad desarrollados por el Ministerio de Energía.

Figura 23: Construcción de ruta de descarbonización



Fuente: Elaboración propia.

Para la construcción de este escenario se consideran distintas medidas de mitigación. La construcción de estas medidas contempló instancias de levantamiento de información y validación con expertos sectoriales. Entre ello se destacan reu-

niones con el Ministerio de Energía, Ministerio de Medio Ambiente, Consejo Minero, Agencia de Sostenibilidad Energética, entre otras. Las medidas consideradas en la ruta de descarbonización se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 2: Medidas de Mitigación consideradas en ruta de descarbonización

Sector	Medida	Breve descripción	Fuente metodológica
Industria	Sistema de Gestión de Energía	De acuerdo a su nivel de complejidad, existe una cantidad de sistemas de gestión energética aplicados internacionalmente, siendo la Norma ISO 50.001 la que en la actualidad ha tenido mayor promoción. Para el caso nacional, según antecedentes levantados en la Agencia de Sostenibilidad Energética, los Sistemas de Gestión de Energía muestran ahorros en los primeros 3 años de entre 12 -15% y luego un ahorro de entre 0,5% - 1% anual. El Ministerio de Energía en los escenarios PELP ha utilizado tasas anuales entre 2-5%. En este estudio se considera una tasa ahorro anual de 1-1,5%.	“Desarrollo de Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015).
	Gas Natural para usos térmicos	La medida apunta a la conversión desde sistemas térmicos que operen con diésel, petróleo combustible o carbón, a gas natural. En promedio, la combustión de gas natural emite aproximadamente un 50% menos de CO ₂ que el carbón y un 33% menos de CO ₂ que derivados del petróleo. Adicionalmente, la combustión de carbón y petróleo emite otros contaminantes atmosféricos, mientras que el gas natural se considera un combustible limpio.	“Desarrollo de Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015).
	Electricidad para usos motrices	Se reemplaza consumo de diesel por electricidad para usos motrices.	“Desarrollo de Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015).

Sector	Medida	Breve descripción	Fuente metodológica
Minería	Sistema de Gestión de Energía	Se implementan sistema de gestión en grandes consumidores análogo a lo implementado en el sector industrial. Se asume una tasa de ahorro anual de 1-1,5%.	“Desarrollo de Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015).
	Camiones cero emisiones	Se reemplaza parque de camiones mineros convencionales por camiones eléctricos. Se asume que la entrada es gradual desde 2030 llegando los camiones cero emisiones a representar 40% del parque a 2050.	“Desarrollo de Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015).
Transporte	Electromovilidad particulares	Se reemplaza parque vehicular por tecnología eléctrica. Se modelan curvas de difusión considerando métricas de rentabilidad. La tecnología representa más del 80% del parque en 2050.	“Consultoría para el análisis de modelos de cambio tecnológico para la proyección de emisiones de GEI en escenarios de electrificación vehicular” (Ministerio de Medio Ambiente, 2019).
	Electromovilidad taxis	Se reemplaza parque vehicular por tecnología eléctrica. El 100% de los taxis y colectivos son eléctricos en 2050.	“Consultoría para el análisis de modelos de cambio tecnológico para la proyección de emisiones de GEI en escenarios de electrificación vehicular” (Ministerio de Medio Ambiente, 2019).
	Electromovilidad transporte público regiones	Se adelanta electromovilidad en transporte público en regiones. Se logra 100% de electromovilidad en 2040.	“Consultoría para el análisis de modelos de cambio tecnológico para la proyección de emisiones de GEI en escenarios de electrificación vehicular” (Ministerio de Medio Ambiente, 2019).

Sector	Medida	Breve descripción	Fuente metodológica
Transporte	Carga cero emisiones	Se reemplaza parque de camiones convencionales por eléctricos. La entrada es gradual con mayor penetración en vehículos de carga menores. (Existiendo diferencias entre carga liviana, mediana y pesada), en 2050 más del 30% del parque de carga es cero emisiones.	“Consultoría para el análisis de modelos de cambio tecnológico para la proyección de emisiones de GEI en escenarios de electrificación vehicular” (Ministerio de Medio Ambiente, 2019).
	Cambio modal	Se asume construcción de infraestructura (ciclovías y otras inversiones) que gatillan el cambio modal. Se asume que, en promedio, la participación modal de la caminata, bicicleta y nuevos medios (como scooter) aumenta 10% en 2050.	“Desarrollo de Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015).
Comercial	Eficiencia Energética Comercial	Se asumen medidas de eficiencia energética en el sector. Entre ellas se destaca mayor consumo eléctrico en climatización y uso de artefactos eficiente.	“Desarrollo de Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015).
Residencial	Reacondicionamiento térmico	Se asume se realiza reacondicionamiento térmico exigente de viviendas. Al 2050, más del 40% del parque actual de vivienda ya ha sido reacondicionado.	“Desarrollo de Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015).
	Norma de construcción	Se asume nueva normativa de construcción consistente con reacondicionamiento térmico. Se asume que el 100% de las viviendas construidas desde 2025 cumplen con estándar de construcción (aislación térmica) exigente.	“Desarrollo de Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015).
	Climatización eléctrica	Se asume reemplazo de energía eléctrica en consumos de climatización. En 2050 más del 60% de los hogares usa electricidad.	“Desarrollo de Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015).
Sector Eléctrico	Generación	Salida de centrales de carbón de acuerdo a cronograma del Ministerio de Energía (la salida de centrales con cronograma definido se considera en el escenario base).	Modelación del sistema eléctrico en base a antecedentes y resultados entregados por Ministerio de Energía.

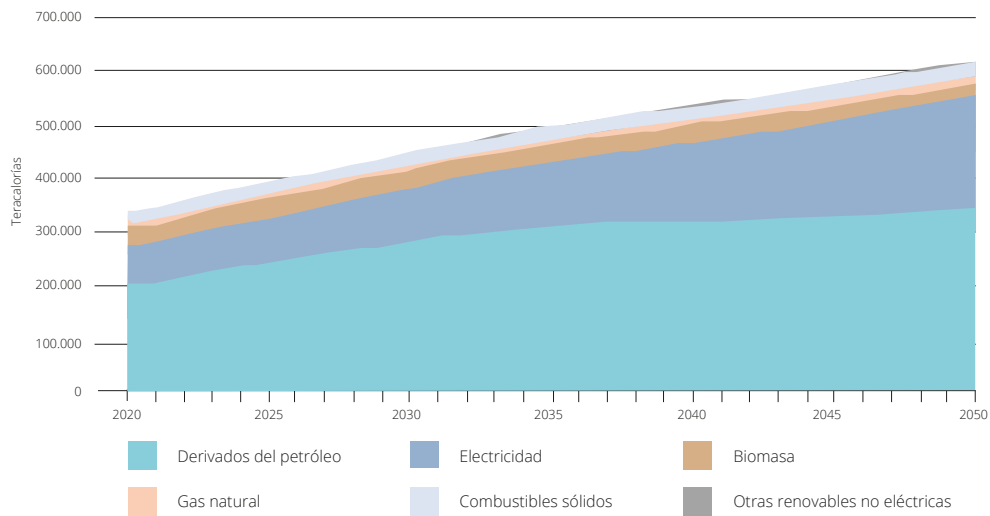
Fuente: Elaboración propia.

4.2 Resultados de consumo final de la ruta de descarbonización

La figura siguiente presenta los consumos finales desagregados por categoría de energético en el es-

cenario ruta de descarbonización. El consumo final pasa de 340 mil teracalorías en 2020 a 449 mil en 2030 y 618 mil en 2050. La tasa de crecimiento promedio anual del consumo final de este escenario es 2% en el horizonte de evaluación.

Figura 24: Consumo final por categoría de energético en la ruta de descarbonización

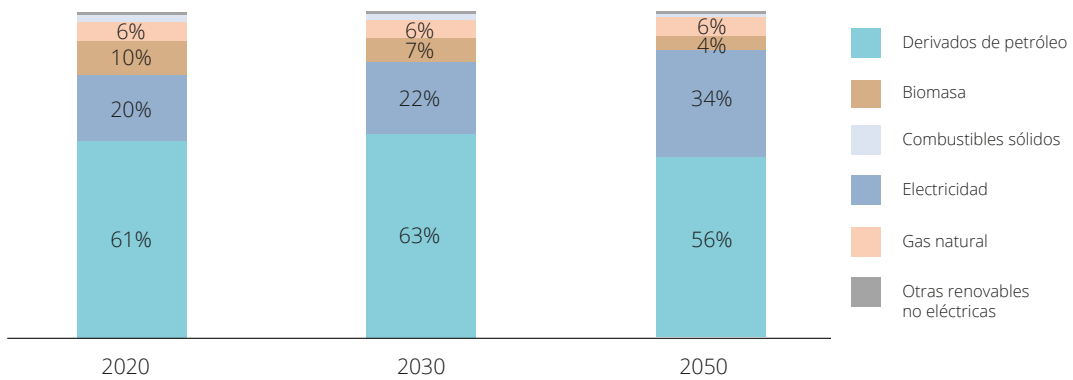


Fuente: Elaboración propia.

En el periodo la participación de derivados de petróleo cae de 61% en 2020 a 56% en 2050. A su vez, la participación de la biomasa pasa de 11% a

6% en el periodo. La participación del consumo eléctrico se incrementa pasando de 20% en 2020 a 34% en 2050.

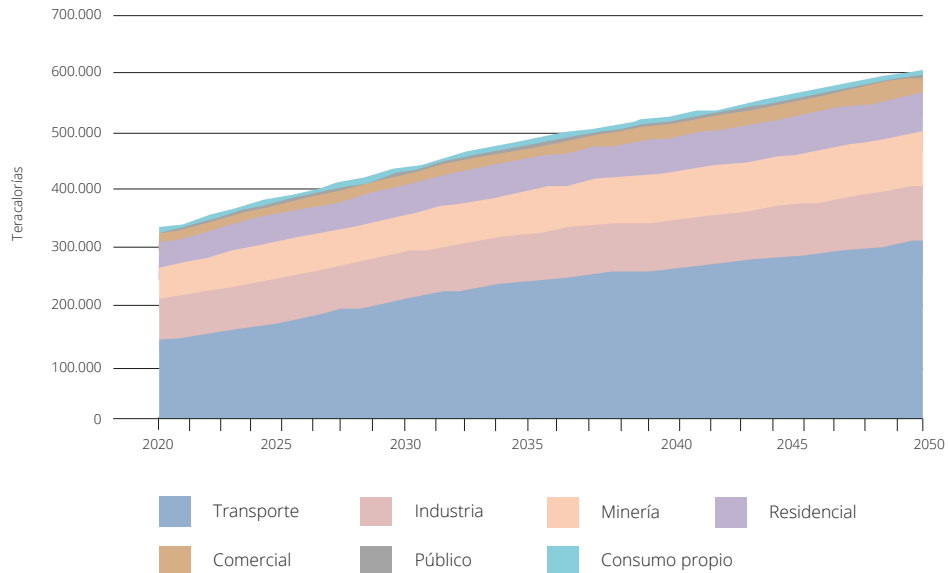
Figura 25: Participación de categorías de energéticos en ruta de descarbonización



Fuente: Elaboración propia.

La figura siguiente presenta el consumo final para cada uno de los sectores de demanda final en la ruta de descarbonización.

Figura 26: Evolución sectorial del consumo final en la ruta de descarbonización

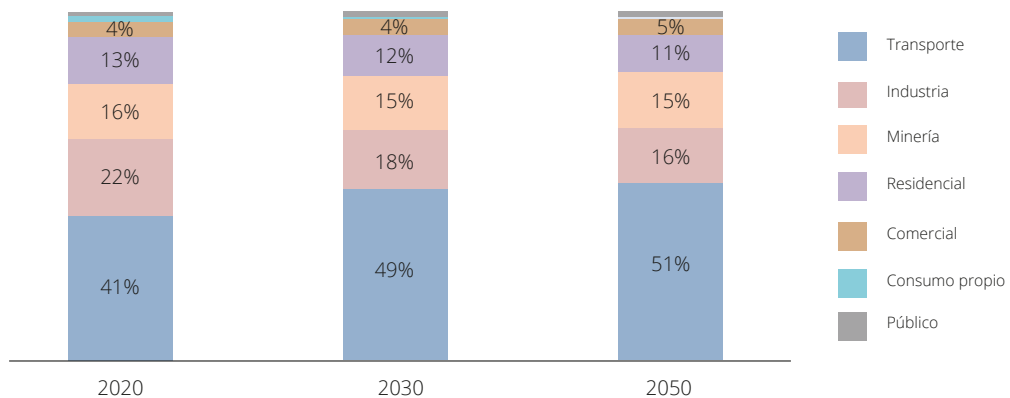


Fuente: Elaboración propia.

La figura siguiente presenta la participación porcentual de cada sector de consumo final en los años 2020, 2030 y 2050. El sector transporte continúa siendo el sector más importante siguiendo una trayectoria al

alza en cuanto a su participación del consumo final. Le sigue industria con una trayectoria de participación a la baja. La participación de los sectores minería, residencial y comercial son relativamente estables.

Figura 27: Participación sectorial del consumo final en la ruta de descarbonización

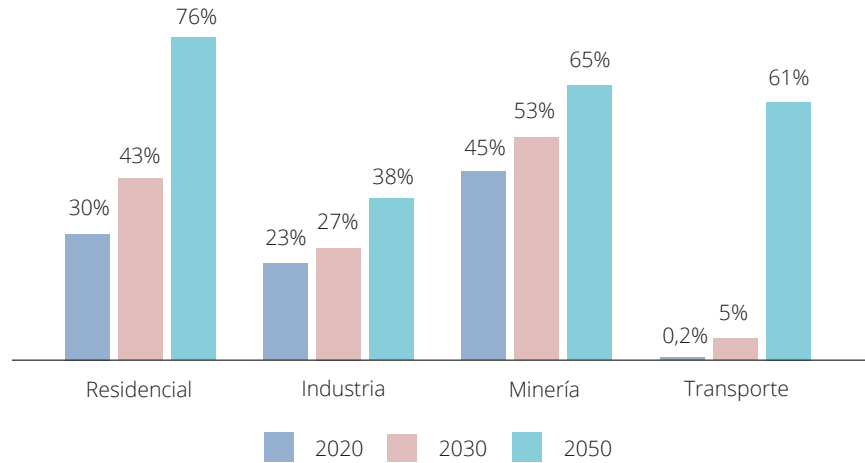


Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la participación de la electricidad, esta se incrementa en los principales sectores de consumo final. La figura siguiente presenta

la penetración del consumo eléctrico en el consumo total de cada sector para los años 2020, 2030 y 2050.

Figura 28: Penetración de la electricidad en los consumos finales de cada sector en ruta de descarbonización



Fuente: Elaboración propia.

4.3 Resultados de generación de la ruta de descarbonización

Para estimar la evolución de la capacidad instalada y la energía generada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se sigue los pasos siguientes:

- Se considera la expansión de la capacidad del escenario B de los escenarios PELP. Estos ante-

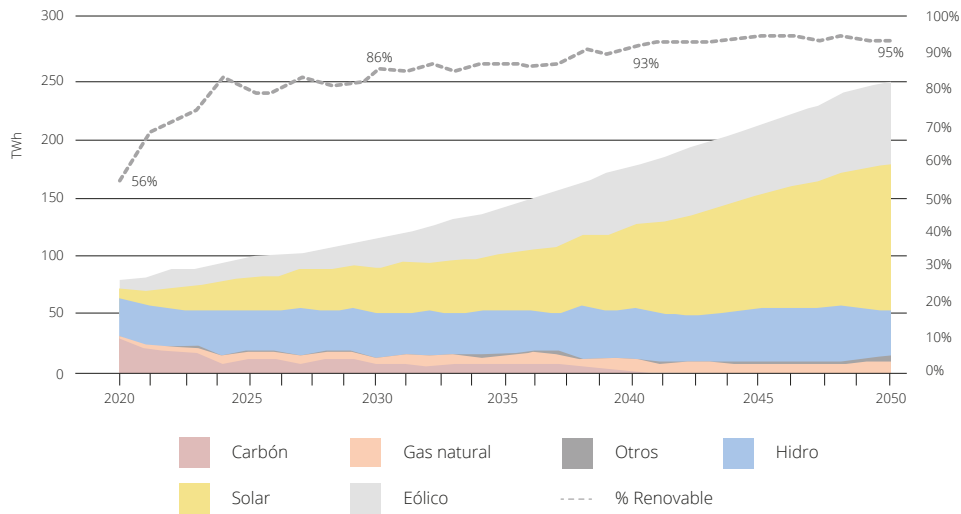
cedentes fueron entregados por el Ministerio de Energía en el contexto de este estudio.

- Se toma el cronograma de salida de centrales termoeléctricas a carbón del escenario B.
- El parque se co-optimiza para satisfacer la demanda que no es satisfecha con la expansión de capacidad del escenario B. Esto ocurre por la mayor demanda eléctrica que resulta de la ruta. Esta expansión considera los supuestos de costos del Ministerio de Energía.

La figura siguiente presenta los resultados de energía generada en el SEN para el escenario base. La generación se incrementa de 80 TWh en 2020 a 117 TWh en 2030 y 249 TWh en 2050. Los resultados re-

velan incrementos importantes de generación por medios solares y eólica. La participación de la generación por medios renovables crece de 56% en 2020 a 95% en 2050.

Figura 29: Generación del SEN en ruta de descarbonización



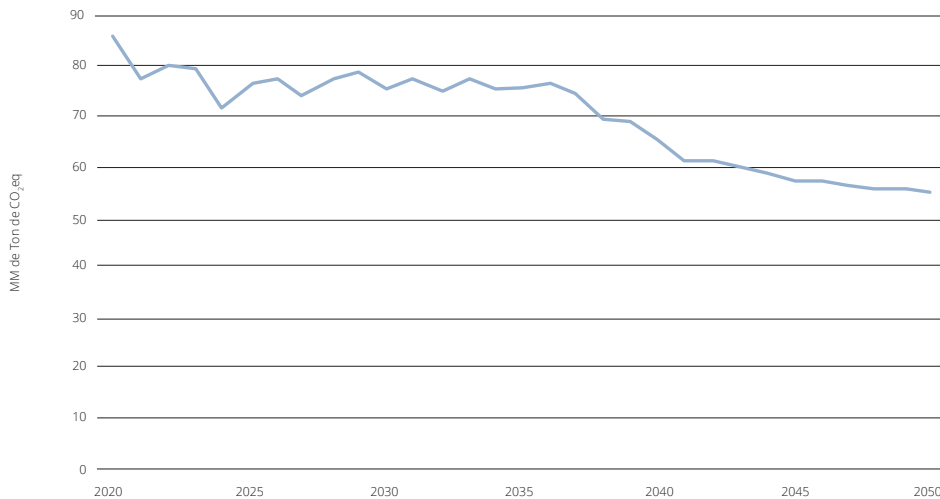
Fuente: Elaboración propia.

4.4 Resultados de emisiones de GEI de la ruta de descarbonización

La figura siguiente presenta los resultados de emisiones de gases efecto invernadero (CO₂eq) para

el escenario base del sector energía. Las emisiones pasan de 86 millones de toneladas en 2020 a 76 millones en 2030, y 55 millones de toneladas en 2050. La tasa de crecimiento promedio anual de las emisiones es -1.7% en el periodo 2020-2050.

Figura 30: Emisiones agregadas del sector energía en ruta de descarbonización

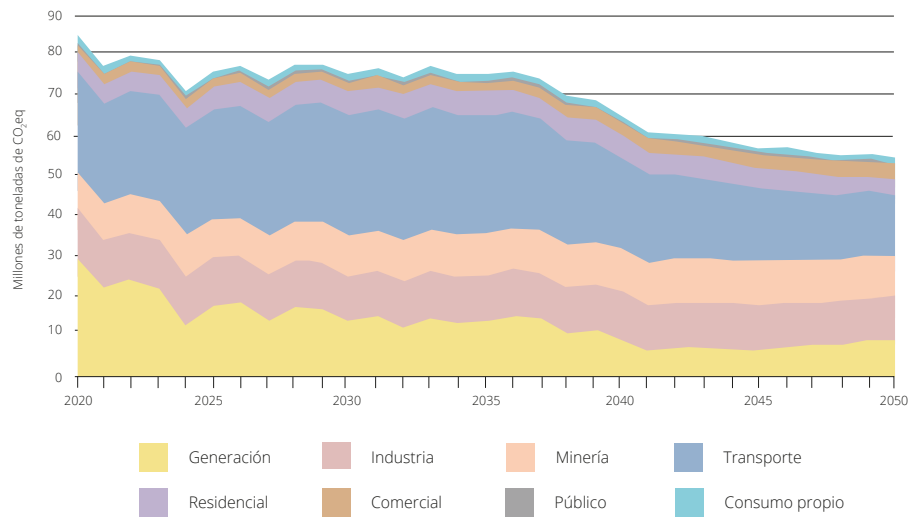


Fuente: Elaboración propia.

La figura siguiente presenta la contribución relativa a las emisiones de los sectores de consumo final y transformación (generación eléctrica).

La contribución de la demanda final a las emisiones se incrementa de 65% en 2020 a 83% en 2050.

Figura 31: Emisiones de gases efecto invernadero sectoriales para la ruta de descarbonización

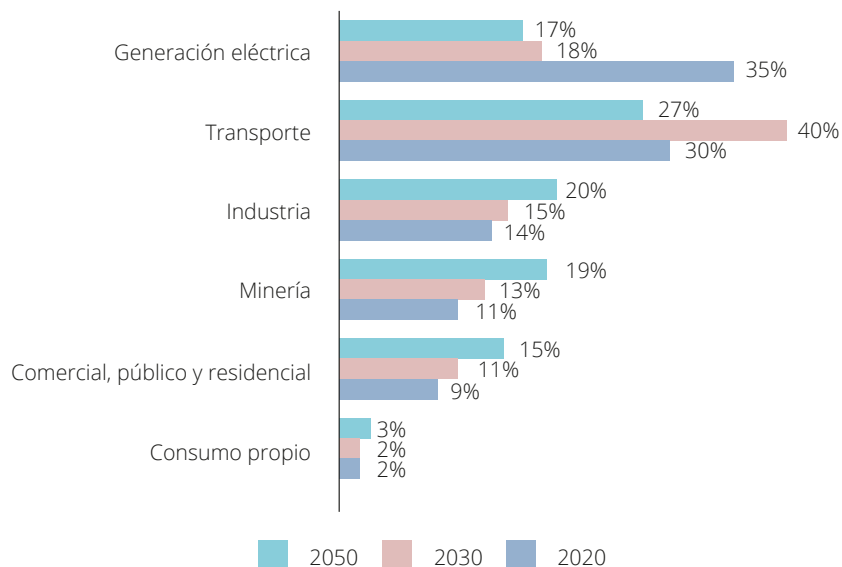


Fuente: Elaboración propia.

A lo largo del horizonte de evaluación las emisiones del sector transporte caen de 30% en 2020 a 27% en 2050. La participación de la generación cae de 35% en 2020 a 17% en 2050. Los sectores industriales representan 14%

de las emisiones en 2020 y 20% en 2050. El sector Minería aumenta su participación de 11% en 2020 a 19% en 2050. Los sectores comercial, público y residencial aumentan su participación de 9% en 2020 a 15% en 2050.

Figura 32: Participación sectorial de las emisiones en la ruta de descarbonización



Fuente: Elaboración propia.

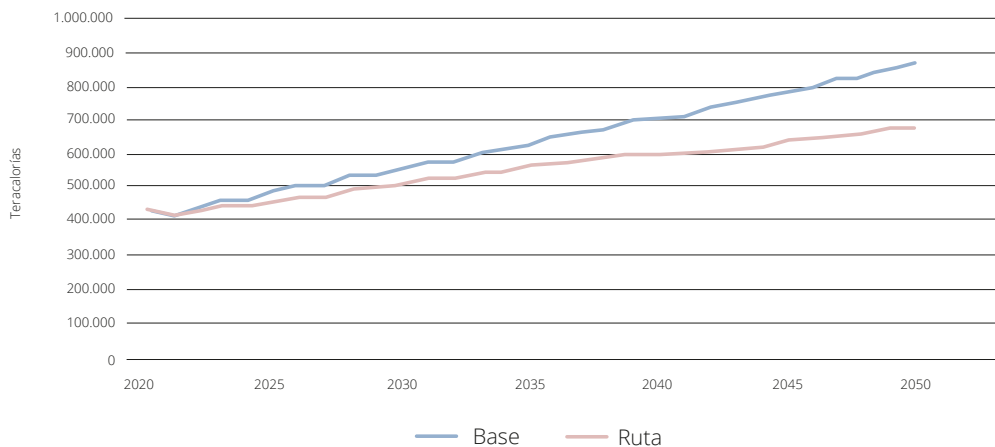
5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE ESCENARIOS

5.1 Consumo Energético

La ruta de descarbonización logra importantes ganancias de eficiencia respecto del escenario base. El consumo energético total- incluyendo fuentes prima-

rias y secundarias- pasa de alrededor de 430 mil teracalorías en 2020 a 869 mil teracalorías en 2050 en el escenario base y a 688 mil teracalorías en la ruta de descarbonización. El 2030 hay un ahorro energético total de 8% alcanzando este un 21% al 2050.

Figura 33: Consumo energético total en escenarios base y ruta de descarbonización

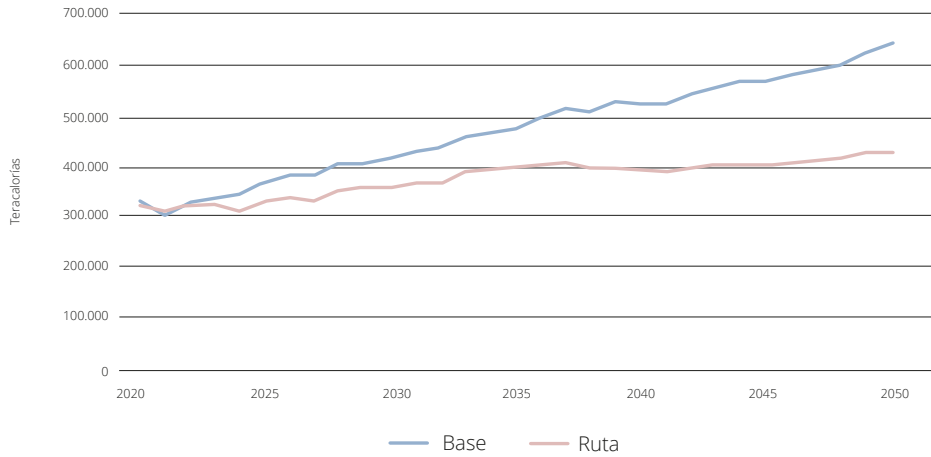


Fuente: Elaboración propia.

Al considerar solamente recursos fósiles, los ahorros son incluso mayores con importantes implicancias de seguridad energética. En efecto, la oferta total de fósiles pasa de 325 mil teracalorías en 2020 a 640 mil teracalorías en 2050 en el escenario base y

a 429 mil en la ruta descarbonización. El 2030 hay un ahorro energético total de fósiles de 13% y de 33% al 2050. Al considerar solamente recursos fósiles, el 2030 hay un ahorro energético total de fósiles de 13% y llegando este a 33% al 2050.

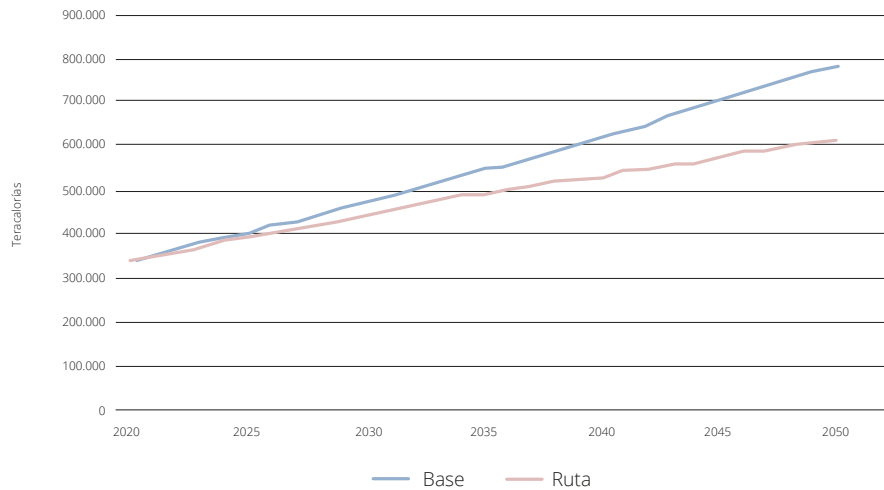
Figura 34: Consumo total de combustibles fósiles en escenarios base y ruta de descarbonización



Fuente: Elaboración propia.

Al examinar la ruta de descarbonización respecto del escenario base, el consumo final también presenta importantes ganancias de eficiencia energética. El ahorro alcanza 26 mil teracalorías (6%) en 2030 y casi 167 mil teracalorías (21%) en 2050²⁸.

Figura 35: Consumo final escenarios base y ruta de descarbonización



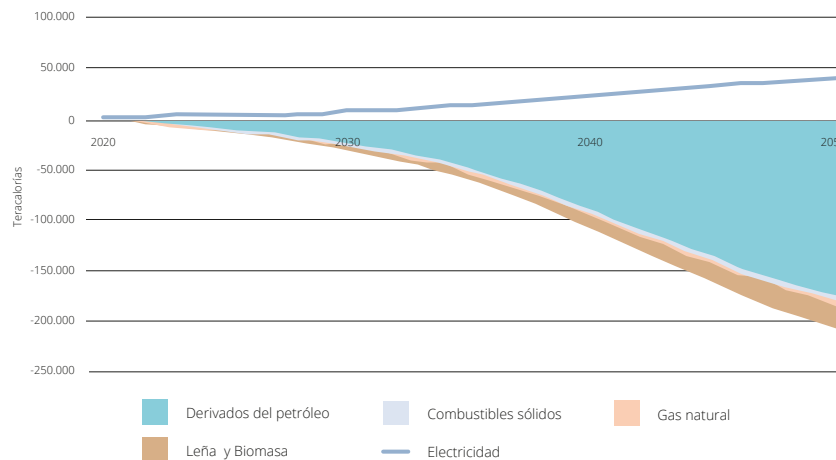
Fuente: Elaboración propia.

²⁸ De no considerar los consumos de cabotaje en transporte, el ahorro de consumo final al 2050 alcanza 30%.

En términos de energéticos, se evidencia una gran reducción del consumo de derivados de petróleo que alcanza las 25 mil tercalorías en 2030 y 175 mil tercalorías en 2050. El consumo de leña y biomasa también se reduce significativamente en 4 mil tercalorías en 2030 y 24 mil tercalorías en 2050. La pene-

tración de energía eléctrica incrementa su consumo en 6 mil tercalorías en 2030 y 40 mil tercalorías en 2050. La mayor eficiencia de la energía eléctrica hace que a pesar de incrementar su nivel de consumo, se presenten ahorros de consumo final de 26 mil tercalorías en 2030 y 167 mil tercalorías en 2050.

Figura 36: Cambio de consumo final por categoría de energético (ruta de descarbonización respecto del escenario base)

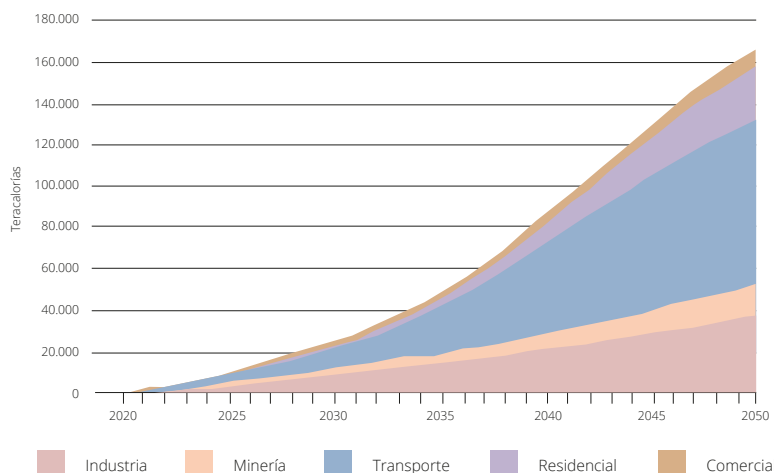


Fuente: Elaboración propia.

En términos sectoriales, el sector transporte domina la reducción de consumo siendo responsable del 37% del ahorro en 2030 y 47% en 2050. Le sigue la industria con 37% en 2030 y 23% en 2050. El sector

minería aporta 13% del ahorro en 2030 y 9% en 2050. El sector residencial 7% en 2030 y 15% en 2050. Finalmente, el sector comercial contribuye con el 7% en 2030 y 5% en 2050.

Figura 37: Ahorro sectorial de consumo final (ruta de descarbonización respecto del escenario base)



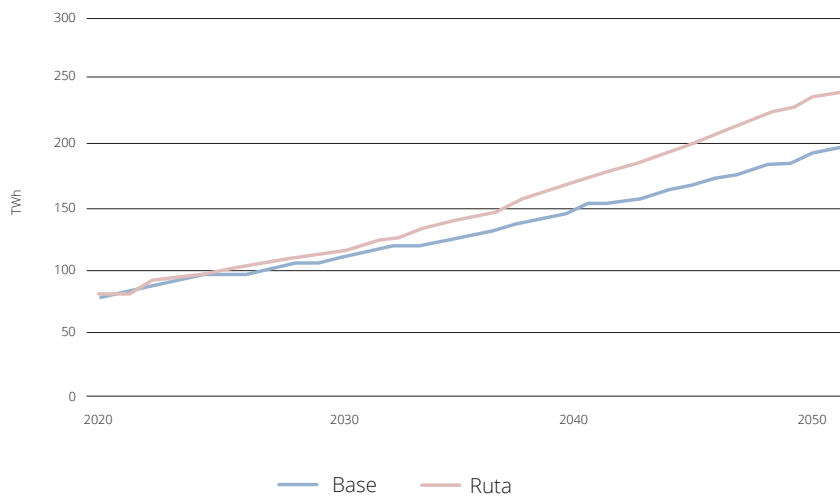
Fuente: Elaboración propia.

5.2 Consumo Eléctrico

La penetración de la energía eléctrica en los distintos usos de consumo final incrementa la demanda de electricidad en la ruta de descarbonización. De aproximadamente 80 TWh en 2020, el consumo eléctrico

alcanza, en 2030, 110 TWh en el escenario base y 116 TWh en la ruta de descarbonización. En 2050 el consumo llega a 195 y 242 TWh en los escenarios base y ruta respectivamente. Así el consumo eléctrico se incrementa 6% en 2030 y 24% en 2050 en la ruta de descarbonización (respecto del escenario base).

Figura 38: Consumo eléctrico escenarios base y ruta de descarbonización

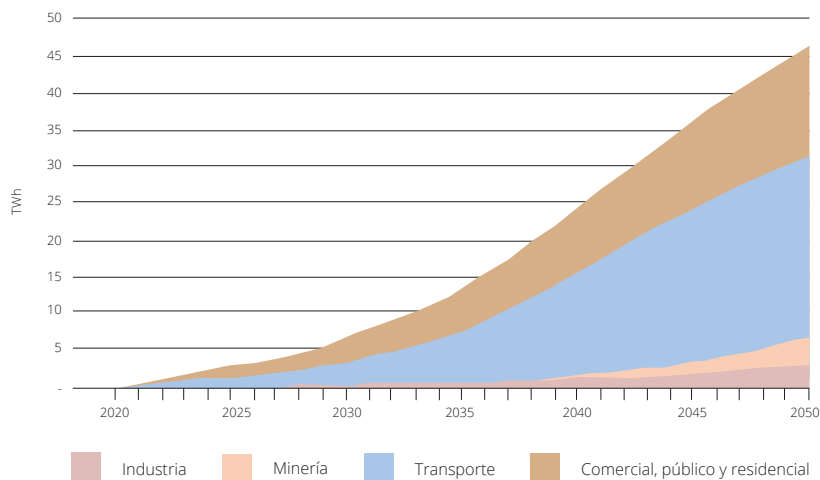


Fuente: Elaboración propia.

Al examinar sectorialmente las variaciones de consumo eléctrico de la ruta, los sectores transporte y

comercial, público y residencial son los que más incrementan su consumo de electricidad.

Figura 39: Incremento sectorial de consumo eléctrico de la ruta de descarbonización

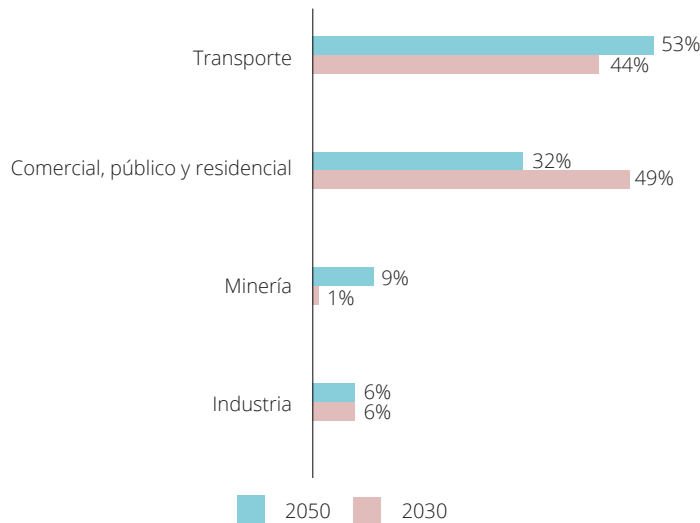


Fuente: Elaboración propia.

En efecto, el sector transporte es responsable del 44% del incremento de consumo eléctrico en 2030 y del 53% en 2050. Los sectores CPR,

por su parte, se asocian a 49% y 32% del aumento de consumo eléctrico en 2030 y 2050 respectivamente.

Figura 40: Participación sectorial del incremento de consumo eléctrico de la ruta de descarbonización



Fuente: Elaboración propia.

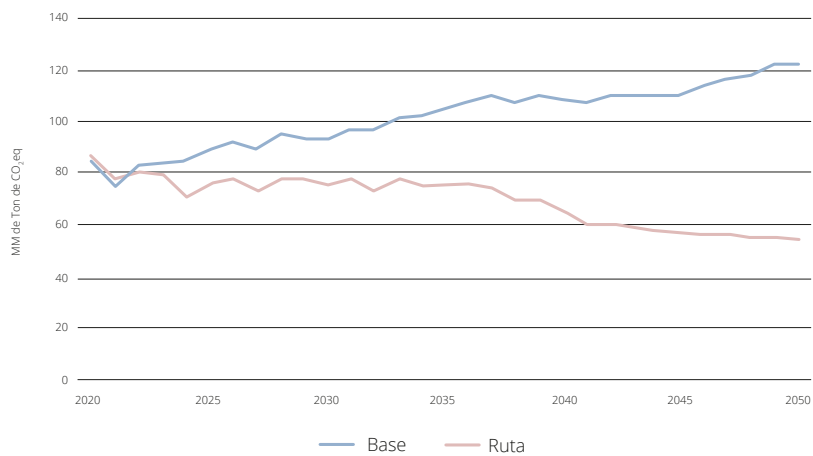
Estos incrementos se deben a la mayor participación de la energía eléctrica en la matriz de consumo final de cada sector.

5.3 Emisiones de gases efecto invernadero

La ruta de descarbonización consigue reducciones relevantes de gases efecto invernadero. En efecto, las emisiones pasan de 86 millones de toneladas de CO₂eq en 2020 a 123 millones de toneladas en 2050 en el escenario base y 55 millones de toneladas en

la ruta de descarbonización. En 2030 las emisiones alcanzan 94 y 76 millones de toneladas de CO₂eq en los escenarios base y ruta respectivamente. Respecto del escenario base, en 2030 y 2050 los ahorros de la ruta son de 20% y 55% respectivamente. El máximo de emisiones del escenario base se alcanza en 2050 mientras que en la ruta el año 2020.

Figura 41: Emisiones de gases efecto invernadero en escenarios base y ruta de descarbonización

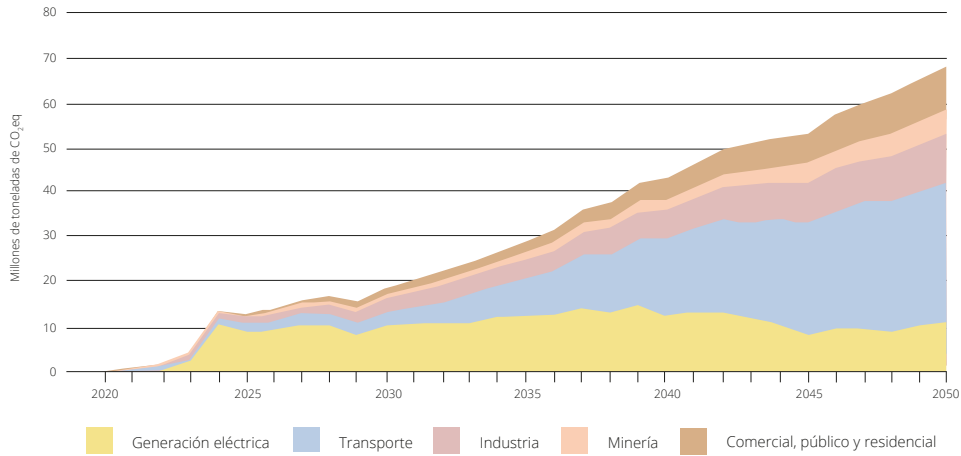


Fuente: Elaboración propia.

Los distintos sectores de consumo final y de generación eléctrica son responsables de esta importante reducción de emisiones. En la primera mitad del horizonte de evaluación la generación eléctrica es

la que más reduce emisiones mientras que el sector transporte toma protagonismo en la década de 2040 siendo responsable de más del 40% de la reducción de emisiones.

Figura 42: Ahorro sectorial de emisiones de GEI

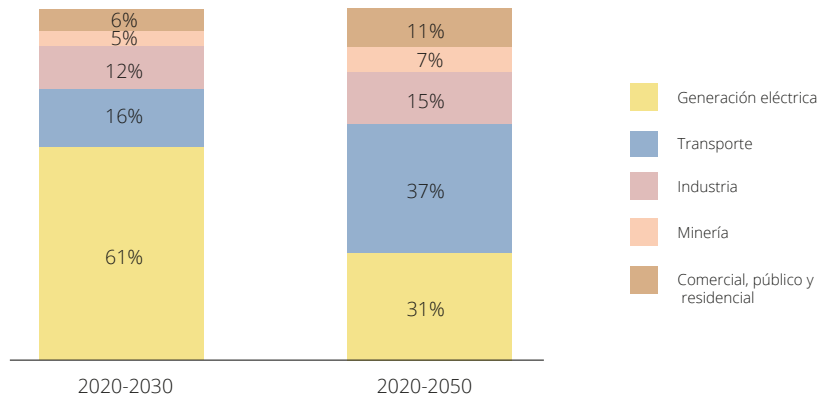


Fuente: Elaboración propia.

En términos agregados, la reducción acumulada de emisiones entre 2020 y 2030 alcanza 116 millones de toneladas de CO₂eq siendo el sector generación eléctrica responsable de 61%. La reducción acumulada

en el periodo 2020-2050 alcanza los 997 millones de toneladas. En este periodo, los sectores transporte, generación eléctrica e industria son responsables de 37%, 31% y 15% de la mitigación respectivamente.

Figura 43: Contribución sectorial a la reducción acumulada de emisiones del sector energía



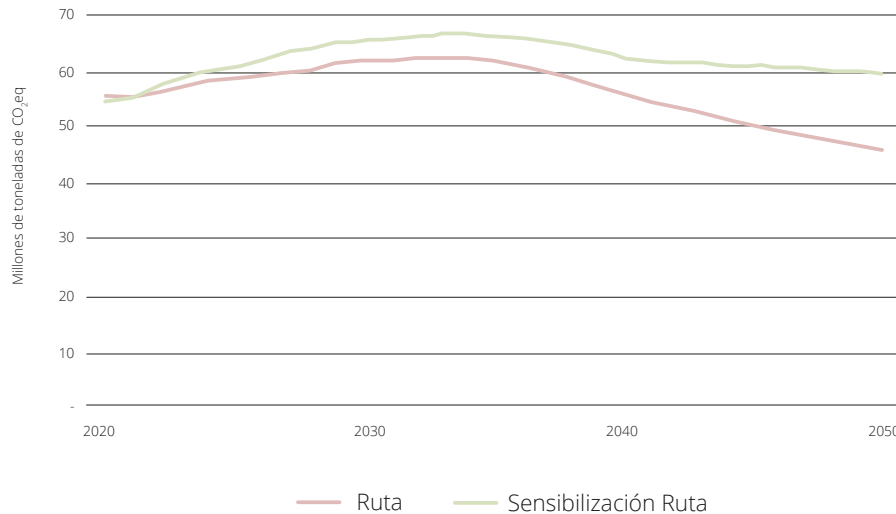
Fuente: Elaboración propia.

5.4 Análisis de Sensibilidad

En esta sección se presentan dos análisis de sensibilidad. En el primero, se considera solo el consumo final y se modifica la tasa de ahorro de consumo energético que los sistemas de gestión de energía son capaces de conseguir. En la ruta de descarbonización se considera una tasa que fluctúa entre 1% y 1,5% para los principales sectores industriales y mineros. Según lo levantado con el Ministerio de Energía y la Agencia de Sostenibilidad Energética estas cifras son bastante conservadoras. Sin embargo, actores privados plantean que tales ahorros son difíciles de conseguir por lo que se sensibilizan tasas menores de ahorro de energía. En particular se consideran tasas entre 0,4% y 0,8%.

Los resultados al 2050 de emisiones de consumo final son 46 y 60 millones de toneladas para los escenarios ruta y sensibilización de la ruta respectivamente. En este último escenario y asumiendo- como en el resto del estudio- un nivel de captura en torno a los 55 millones de toneladas, no se cumple la carbono neutralidad incluso sin considerar la generación eléctrica. Es más, las emisiones de consumo final en 2050 son mayores a las de 2020. Por lo anterior, resulta crucial que los sectores industriales y mineros implementen eficazmente medidas de eficiencia energética, o bien otras medidas de reducción de emisiones capaces de lograr tales reducciones. Las tecnologías eléctricas e hidrógeno, por ejemplo, ofrecerían oportunidades en esta dirección.

Figura 44: Sensibilización de tasa de ahorro de eficiencia energética en sectores industriales y mineros en emisiones de consumo final



Fuente: Elaboración propia.

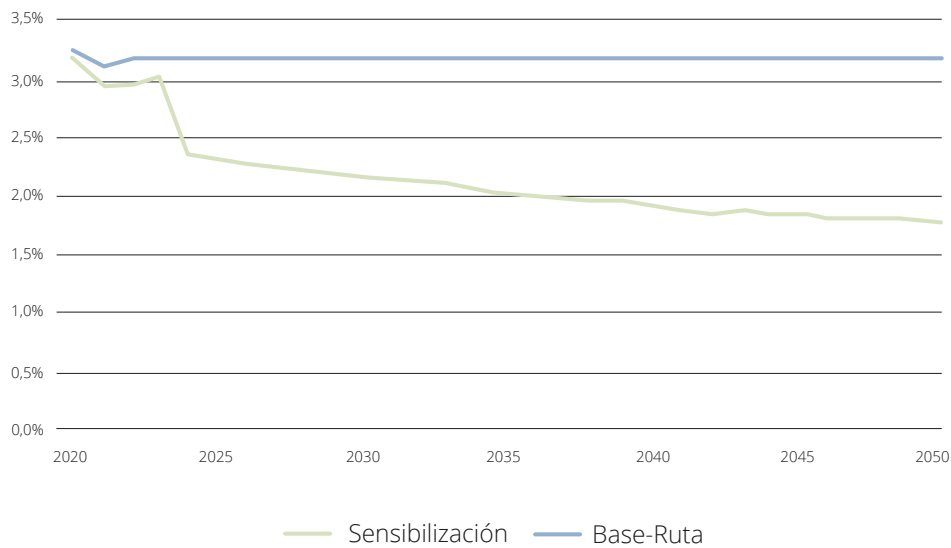
La segunda sensibilización se refiere a utilizar tasas de crecimiento económico menores a la utilizada en el escenario base de este estudio. La tasa de crecimiento del PIB utilizada en el escenario base es 3,2%

(consistente con supuesto de escenario demanda alta del Ministerio de Energía). Sin embargo, el Ministerio de Energía también modela escenarios con supuestos alternativos, entre ellos, menor tasa de

crecimiento. Esta sensibilización es importante porque menor crecimiento resulta en menor recambio de equipos e inversión dificultando la adopción tec-

nológica. Las tasas de crecimiento de los escenarios base y ruta, y de sus sensibilizaciones se presentan en la figura siguiente.

Figura 45: Escenarios de crecimiento económico

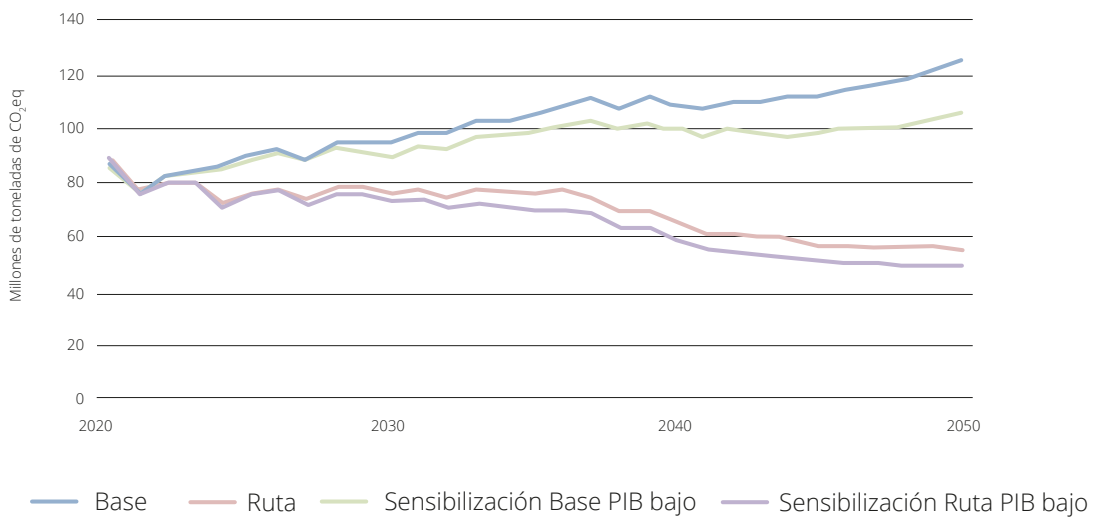


Fuente: Ministerio de Energía.

La figura siguiente presenta las emisiones del sector energía -consumo final y generación- para los escenarios base, ruta y sus respectivas sensibilizaciones con menor tasa de crecimiento. Las emisiones de la sensibilización del escenario base alcanzan los 105

millones de toneladas de CO₂eq en 2050 mientras que la sensibilización de la ruta 49 millones de toneladas. Por lo anterior, con menor crecimiento sigue cumpliéndose- con mayor holgura- la meta de carbono neutralidad.

Figura 46: Sensibilización de crecimiento económico en emisiones totales del sector energía



Fuente: Elaboración propia.

5.5 Carbono Negro

El carbono negro es un contaminante que afecta la salud de las personas y los ecosistemas, además de ser forzante climático. El carbono negro es emitido por la quema de combustibles fósiles y de biomasa en fuentes estacionarias, lo que incluye la generación eléctrica (1,1% de las emisiones del sector energía del INGEI al año 2016), la calefacción residencial (24,1%) y la producción industrial, en particular la quema de biomasa en la industria papelera (41,2%). Adicionalmente una fuente de emisión son también los combustibles fósiles en fuentes móviles, princi-

palmente transporte terrestre (13,8%). (MMA, 2018) La metodología utilizada en el presente estudio considera las emisiones producto de la combustión incompleta de combustibles y el uso de factores de emisión empleados en el inventario INGEI ("Informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Chile serie 1990-2016) del Ministerio del Medio Ambiente.

Tal como se presenta en la tabla a continuación, los resultados obtenidos permiten identificar al sector Industrias y CPR como relevantes dentro del total de emisiones de carbono negro en el país.

Tabla 3: Emisiones de carbono negro año 2019

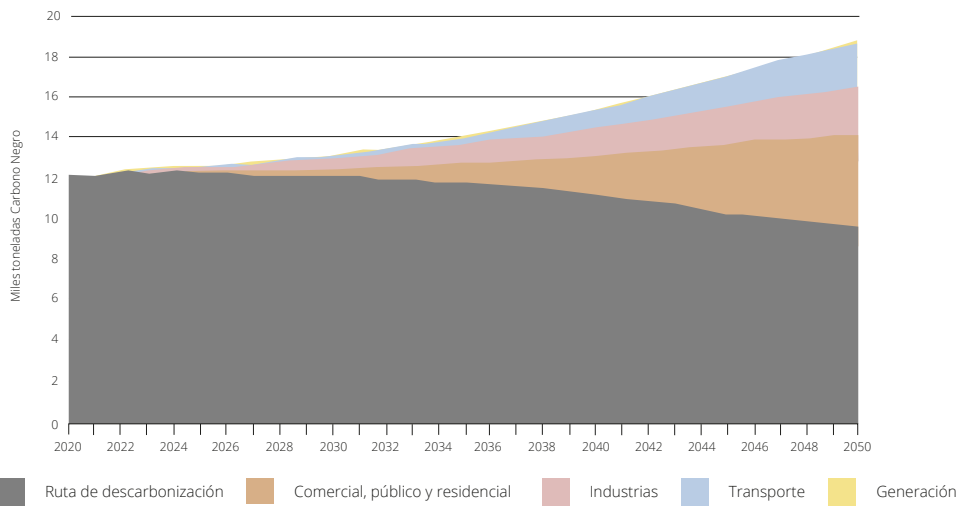
Sector		[kt CN]	Participación %	[kt CN]	Participación %
Industrias	Leña y Biomasa	3,39	28,0%	5,60	46,2%
	Petróleo diésel	1,70	14,0%		
	Petróleo combustible	0,23	1,9%		
	Carbón	0,16	1,3%		
	Coque	0,13	1,0%		
	Otros	0,00	0,0%		
CPR	Leña y Biomasa	3,87	32,0%	3,95	32,6%
	Kerosene	0,06	0,5%		
	Otros	0,02	0,2%		
Transporte	Petróleo diésel	2,04	16,9%	2,51	20,7%
	Petróleo combustible	0,42	3,5%		
	Otros	0,04	0,3%		
Generación	Biomasa	0,03	0,3%	0,06	0,5%
	Carbón	0,02	0,2%		
Total		12,11	100,0%	12,11	100%

Fuente: Elaboración propia.

La evaluación del Escenario Base permite estimar emisiones de 18,7 mil toneladas de carbono negro al año 2050, provenientes de los distintos sectores de la tabla anterior. Por otra parte, el Escenario Ruta permite estimar una reducción de 9 mil toneladas de carbono negro al mismo año, justificado princi-

palmente por la disminución del consumo de leña del sector comercial, público y residencial (4,5 mil toneladas), seguido de Industrias (2,3 mil toneladas) y de Transporte (2,2 mil toneladas). La figura a continuación permite visibilizar ambos escenarios y las reducciones de cada sector.

Figura 47: Emisiones de Carbono Negro, período 2020-2050



Fuente: Elaboración propia.

6. COSTOS Y BENEFICIOS DE LA RUTA DE DES-CARBONIZACIÓN

6.1 Costos de inversión y ahorros de consumo de energía

La implementación de medidas de mitigación se asocia a importantes costos de inversión por parte de los sectores de consumo final y de generación eléctrica. Los costos de inversión se estiman siguiendo la metodología del estudio “Desarrollo de Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015). Para cada medida se considera un rango de valor unitario de inversión que permite establecer un valor de referencia, un valor alto y uno bajo para dar cuenta de la alta incertidumbre asociada a esta estimación. Por

ejemplo, en el caso de la electromovilidad se consideran trayectorias de reducción de costos de vehículos eléctricos más o menos favorables; en los sistemas de gestión de energía se sensibiliza el valor por unidad de consumo energético ahorrado; y en la generación eléctrica distintas trayectorias de evolución de costos de las tecnologías de generación.

El cuadro siguiente presenta el valor presente de costos de inversión de las distintas medidas de mitigación para los tres niveles de costos considerados. Para ello se utiliza la tasa social de descuento que define el Ministerio de Desarrollo Social (6%).

Tabla 4: Costos de inversión de Medidas de Mitigación (MM USD)

Sector	Referencia	Bajo	Alto	
Industria	SGE Industria	8.774	5.264	11.406
	GN para usos térmicos	15	15	15
	Electricidad para usos motrices	236	236	236
Minería	SGE Minería	1.894	15	2.462
	Camiones cero emisión	34	17	45
Transporte	Electromovilidad particulares	19.409	7.751	19.409
	Electromovilidad taxis	765	306	765
	Electromovilidad transporte público regiones	43	30	43
	Carga cero emisión	6	3	6
	Cambio modal	2.327	2.327	3.490
Comercial	Eficiencia Energética Comercial	1.545	1.159	1.854
Residencial	Reacondicionamiento térmico	4.592	4.592	5.510
	Norma de construcción	3.853	3.853	4.000
	Climatización eléctrica	680	500	1.000
Sector Eléctrico	Generación	27.118	25.365	38.347
Total	Sector energía	71.291	52.554	88.588

Fuente: Elaboración propia.

La tabla siguiente presenta los costos de inversión agregados para cada uno de los sectores que implementan medidas de mitigación. Los sectores genera-

ción eléctrica y transporte corresponden a los sectores que más deben invertir. Se asume una tasa de descuento de 6%.

Tabla 5: Valor presente de inversión sectoriales (MM USD)

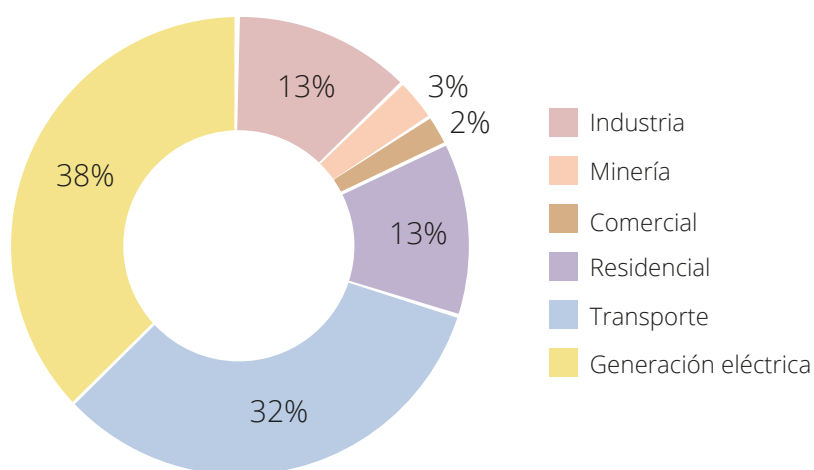
Sector	Referencia	Bajo	Alto
Industria	9.024	5.515	11.656
Minería	1.929	1.154	2.507
Comercial	1.545	1.159	1.854
Residencial	9.125	8.945	10.510
Transporte	22.550	10.417	23.713
Generación eléctrica	27.118	25.365	38.347
Total	71.291	52.554	88.588

Fuente: Elaboración propia.

En efecto, la generación eléctrica se asocia a 38% de la inversión mientras que el sector transporte a

32%. Le siguen los sectores industriales y residencial con 13% cada uno.

Figura 48: Participación sectorial de la inversión para caso de referencia



Fuente: Elaboración propia.

La tabla siguiente presenta los resultados agregados del valor presente del ahorro de consumo utilizando la tasa social de descuento. Estos resultan de los ahorros de combustible de la ruta respecto del escenario base y son valorizados considerando las trayectorias de precios de energéticos facilitadas

por el Ministerio de Energía en el contexto de este proyecto. Estos ahorros corresponden a beneficios por menor consumo de combustible en el escenario ruta versus el base. Mientras mayores sean los precios de los energéticos, mayores serán los ahorros de consumo (beneficio).

Tabla 6: Valor presente de beneficios de consumo de energético (MM USD)

Ahorro consumo energía	
Precios Referencia	76.092
Precios Altos	96.824
Precios Bajo	51.049

Fuente: Elaboración propia.

La tabla siguiente presenta los costos netos para distintas combinaciones de costos de inversión y beneficios por ahorro de combustible. El ahorro es un beneficio (costo negativo). El costo total se obtiene como la suma

entre la inversión (costo positivo) y el ahorro (costo negativo). Se presenta además el costo de abatimiento medio del sector energía bajos los distintos supuestos de costos de inversión y precios de combustible.

Tabla 7: Resumen de valor presente de costos de inversión, ahorros de combustible y costo de abatimiento bajo distintos supuestos de precios

Ítem de costo	Inversión Referencia/ Precios Referencia	Baja Inversión/ Precios Altos	Alta Inversión/ Precios Bajos	Inversión Referencia/ Precios Altos	Baja Inversión/ Precios Bajos
Inversión (MM USD)	71.291	52.554	88.588	71.291	52.554
Ahorro energía (MM USD)	-76.092	-96.824	-51.049	-96.824	-51.049
Total (MM USD)	-4.801	-44.270	37.539	-25.533	1.505
Costo de abatimiento (USD/ton CO2eq)	-15	-135	115	-78	5

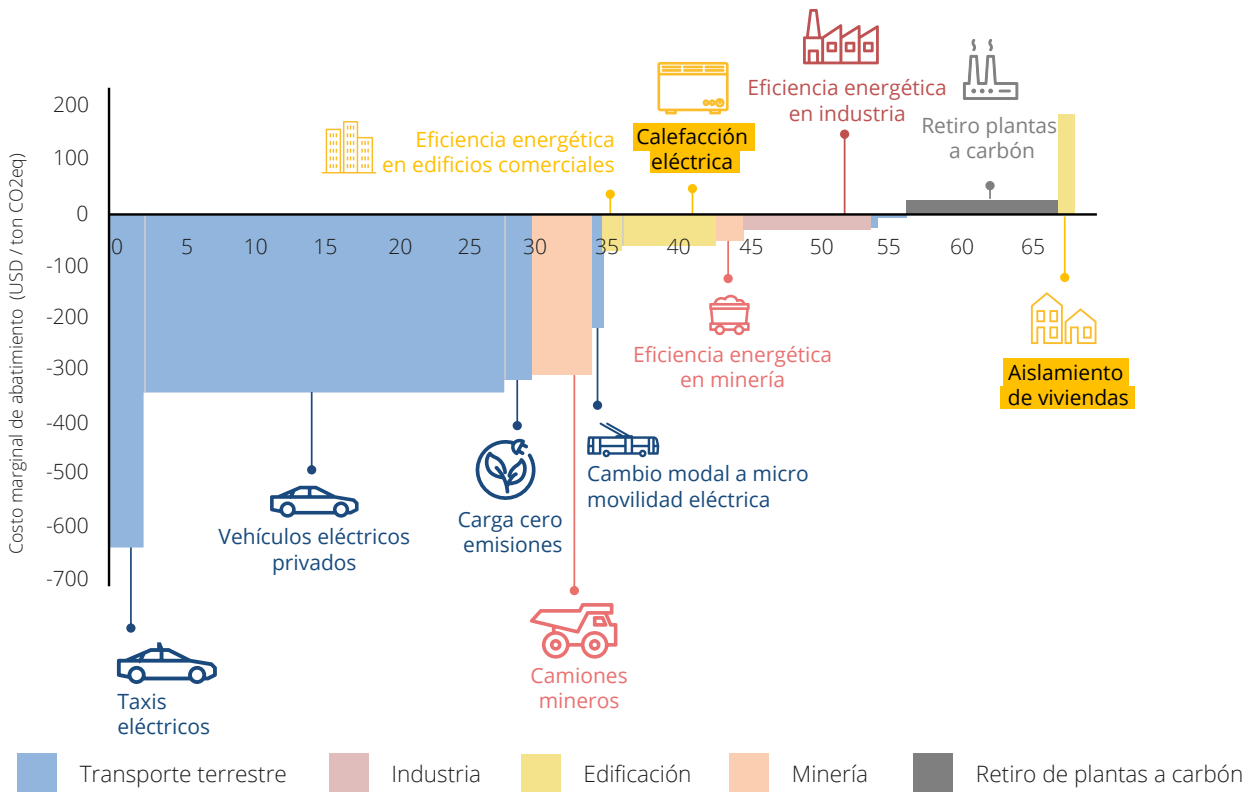
Fuente: Elaboración propia.

Los resultados revelan que existe incertidumbre sobre los costos totales de la mitigación. Con condiciones favorables (altos precios de energía y bajos costos de inversión y tecnológicos) la mitigación resulta ser altamente rentable. Sin embargo, de no evolucionar las tecnologías favorablemente resultando en costos de capital altos y de ser bajos los precios de los combustibles, los costos de la mitigación pueden ser significativos.

La figura siguiente presenta los resultados de curva de costos de abatimiento para el año 2050 considerando

los supuestos de costos de inversión de referencia y precios altos. El año 2050 la reducción es de 65,49 millones de toneladas. La estimación de este costo sigue la metodología de estimación presentada en el anexo 9.1. Para ellos el precio de la energía eléctrica se estiman endógenamente del modelo de generación (resultando un precio de 60 USD/MWh para el escenario base y 61 USD/MWh para la ruta de descarbonización). Se asume que el sector generación asume el costo del recambio de las centrales de carbón por capacidad renovable mientras que el incremento de consumo eléctrico es asumido por los sectores de consumo final.

Figura 49: Curva de costos de abatimiento de medidas de ruta de descarbonización en 2050



Fuente: Elaboración propia.

Los resultados revelan la alta costo efectividad de la mayor parte de las medidas de mitigación. En efecto, el 82% de la mitigación se logra con ahorros económicos. Se destaca la gran costo efectividad de las medidas del sector transporte asociadas principal-

mente a la electromovilidad adicional que contempla el escenario Ruta de Carbono Neutralidad²⁹. El costo del reacondicionamiento térmico y normativas más exigentes de construcción resultan ser las acciones más caras.

²⁹ Por ejemplo, y como se presentó en capítulos anteriores, al 2050 el 15% del parque particular de vehículos es eléctrico en el escenario base mientras que esta participación supera el 80% en el escenario Ruta de Carbono Neutralidad. Los costos y mitigación de cada medida se miden sobre los esfuerzos adicionales de la Ruta de Carbono Neutralidad respecto del Escenario Base.

6.2 Beneficios ambientales y de pobreza energética

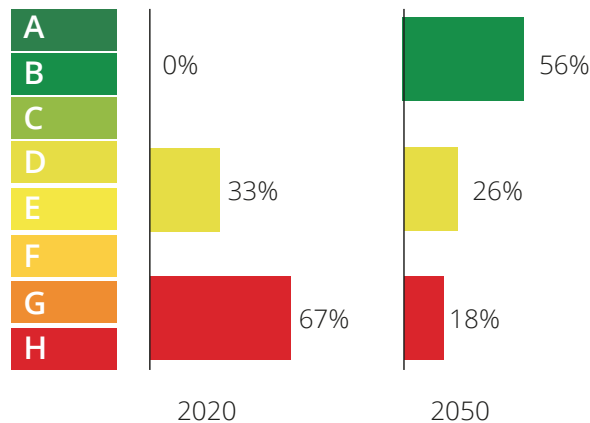
Las variaciones de las emisiones y concentraciones de $MP_{2,5}$ permiten estimar beneficios en salud cuantificables en términos físicos y económicos. Los resultados permiten estimar que al año 2050 en un escenario base más de 10.970.000 personas vivirán en ciudades cuyas concentraciones de $MP_{2,5}$ superarán la actual Norma Primaria de Calidad del Aire de 20 $[\mu g/m^3N]$. Por otra parte, la implementación de las medidas evaluadas en el Escenario Ruta de Carbono Neutralidad para los sectores de Transporte Terrestre y CPR permitirá que ninguna de estas provincias supere la norma mencionada.

Dentro de las medidas evaluadas destaca el reacondicionamiento térmico de viviendas, el cual permite

enfrentar los problemas de pobreza energética del país mediante la reducción del consumo de calefacción y el aumento del confort al interior de las viviendas. Como es posible observar en la figura a continuación, una parte importante del actual parque de viviendas posee estándares de calidad deficientes. Actualmente alrededor del 67% de las viviendas no cuenta con ningún tipo de aislación debido a que estas fueron construidas anterior al año 2000, cuando el país no contaba con una normativa de exigencias de acondicionamiento térmico.

Las medidas evaluadas contemplan la introducción de una nueva Reglamentación Térmica al año 2025 y el reacondicionamiento de más de 2,6 millones de viviendas al año 2050 con estándares térmicos contemplados en dicha reglamentación. De este modo, el 56% del parque existente al año 2050 poseería estándares térmicos acordes a dicha normativa.

Figura 50: Estándares de exigencia de acondicionamiento térmico en viviendas

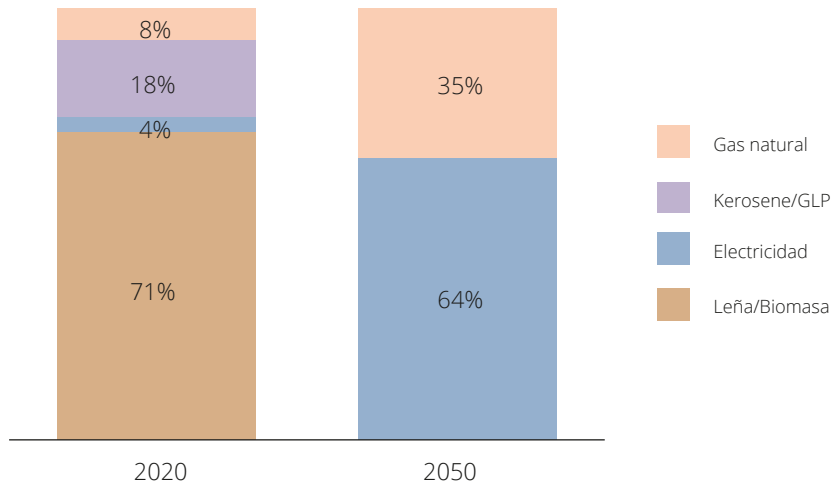


Fuente: Elaboración propia.

Adicional a la medida de reacondicionamiento térmico se considera una variación importante en los actuales combustibles utilizados para calefacción en viviendas. Como es posible observar en la figura a continuación, la actual matriz de calefacción

considera una participación importante de leña y combustibles fósiles. Por otra parte, las proyecciones realizadas para el Escenario Ruta contemplan la electrificación de los sistemas de calefacción y el uso de gas natural como alternativa.

Figura 51: Principales fuentes de calefacción en hogares



Fuente: Elaboración propia.

Las reducciones de concentración obtenidas permiten estimar beneficios económicos del orden de los 31.392 MM USD para el período 2019-2050³⁰, siendo relevante dentro de estos resultados los casos de

mortalidad evitados. En promedio se estiman alrededor de 3.000 casos anuales de muertes evitadas. Las tablas a continuación presentan los casos anuales evitados y el beneficio económico asociado.

30 El valor de 31.391 MM USD ha sido obtenido considerando una tasa de descuento del 6%.

Tabla 8: Casos anuales evitados, años 2020, 2030, 2040 y 2050

Tipo de efecto	Causa	2020	2030	2040	2050
Mortalidad	Todas las causas largo plazo	20	517	4.231	9.456
Adm. Hospitalaria	Asma	1	12	83	175
	Enf. Respiratoria Crónica	1	49	365	879
	Cardiovascular	6	182	1.564	3.736
	Neumonía	4	180	1.436	3.519
Días Laborales Perdidos	Días laborales perdidos	2.922	71.021	598.572	1.362.007
	Días de actividad restringida	14.443	351.021	2.958.453	6.731.740
	Días de actividad restringida menor	26.882	653.364	5.506.636	12.529.942

Fuente: Elaboración propia.

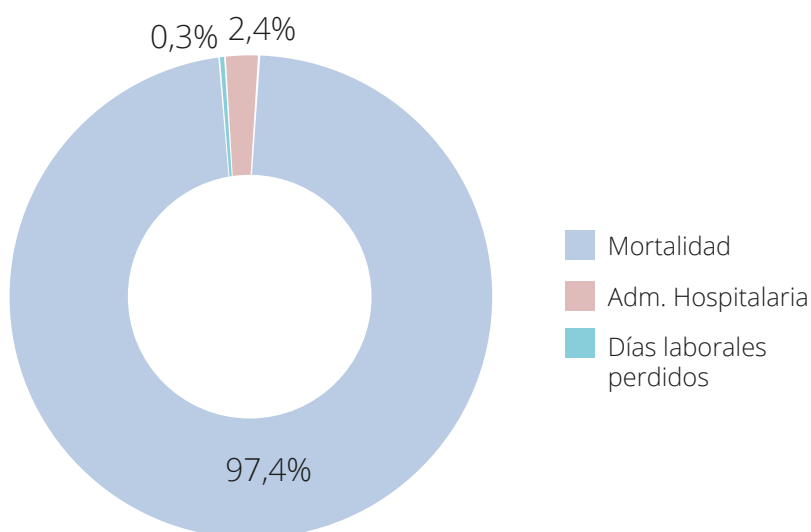
Tabla 9: Casos y costos evitados por beneficios ambientales, período 2019-2050

Tipo de efecto	Causa	Casos Evitados	Valor presente (tasa de descuento 6%)	Participación en valor presente (%)
Mortalidad	Todas las causas largo plazo	96.353	30.561,9	97,4%
Adm. Hospitalaria	Asma	1.862	1,2	0,0%
	Enf. Respiratoria Crónica	8.610	7,1	0,0%
	Cardiovascular	36.548	47,0	0,1%
	Neumonía	34.022	29,9	0,1%
Días Laborales Perdidos	Días laborales perdidos	13.716.379	206,5	0,7%
	Días de actividad restringida	67.793.393	538,2	1,7%
	Días de actividad restringida menor	126.185.399	-	0,0%
TOTAL [Millones USD]		-	31.391,9	100%

Fuente: Elaboración propia.

Como es posible observar, los casos de mortalidad representan alrededor del 97,4% del total de beneficios estimados, mientras que los días laborales perdidos representan el 2,4% y las admisiones hospitalarias el 0,3%.

Figura 52: Distribución de los beneficios ambientales según tipo de efecto



Fuente: Elaboración propia.

A nivel de grupo etéreo, se estima que la mayor cantidad de casos evitados por Admisiones Hospitalarias se concentra en el grupo de Adultos Mayores, con un 83% del total de casos. Seguido se encuentra el grupo de Adultos con un 16% y de Niños con un 1%. La siguiente tabla presenta el número de casos evitados por grupo.

Tabla 10: Casos evitados de admisiones hospitalarias según grupo etéreo

Grupo etéreo	2020	2030	2040	2050	Período 2019 - 2050
Niños	0	6	40	78	877
Adultos	3	73	568	1.292	13.064
Adultos Mayores	9	344	2.839	6.939	67.101
Total	12	423	3.447	8.308	81.042

Fuente: Elaboración propia.

6.3 Indicadores económicos con cobeneficios

La inclusión de cobeneficios incrementa la rentabilidad social de la ruta de descarbonización. La tabla siguiente presenta el resumen de costos considerando cobeneficios (un costo negativo). Los cobe-

neficios fueron asignados proporcionalmente a los sectores transporte y residencial de acuerdo con su contribución al total³¹. La inclusión de cobeneficios robustece la costo efectividad de la ruta de descarbonización alcanzando un costo de abatimiento de 19 USD/ton CO₂eq en el peor caso.

Tabla 11: Resumen de valor presente de costos de inversión, ahorros de combustible y costo de abatimiento bajo distintos supuestos de precios

Ítem de costo	Inversión Referencia/ Precios Referencia	Baja Inversión/ Precios Altos	Alta Inversión/ Precios Bajos	Inversión Referencia/ Precios Altos	Baja Inversión/ Precios Bajos	Promedio Escenarios
Inversión (MM USD)	71.291	52.554	88.588	71.291	52.554	67.256
Ahorro energía (MM USD)	-76.092	-96.824	-51.049	-96.824	-51.049	-74.368
Total (MM USD)	-4.801	-44.270	37.539	-25.533	1.505	-7.112
Cobeneficios ambientales	-31.391	-31.391	-31.391	-31.391	-31.391	-31.391
Total con cobeneficios (MM USD)	-36.192	-75.661	6.148	-56.924	-29.886	-38.503
Costo de abatimiento (USD/ton CO ₂ eq)	-15	-135	115	-78	5	-22
Costo de abatimiento con cobeneficios (USD/ton CO ₂ eq)	-111	-231	19	-174	-91	-118

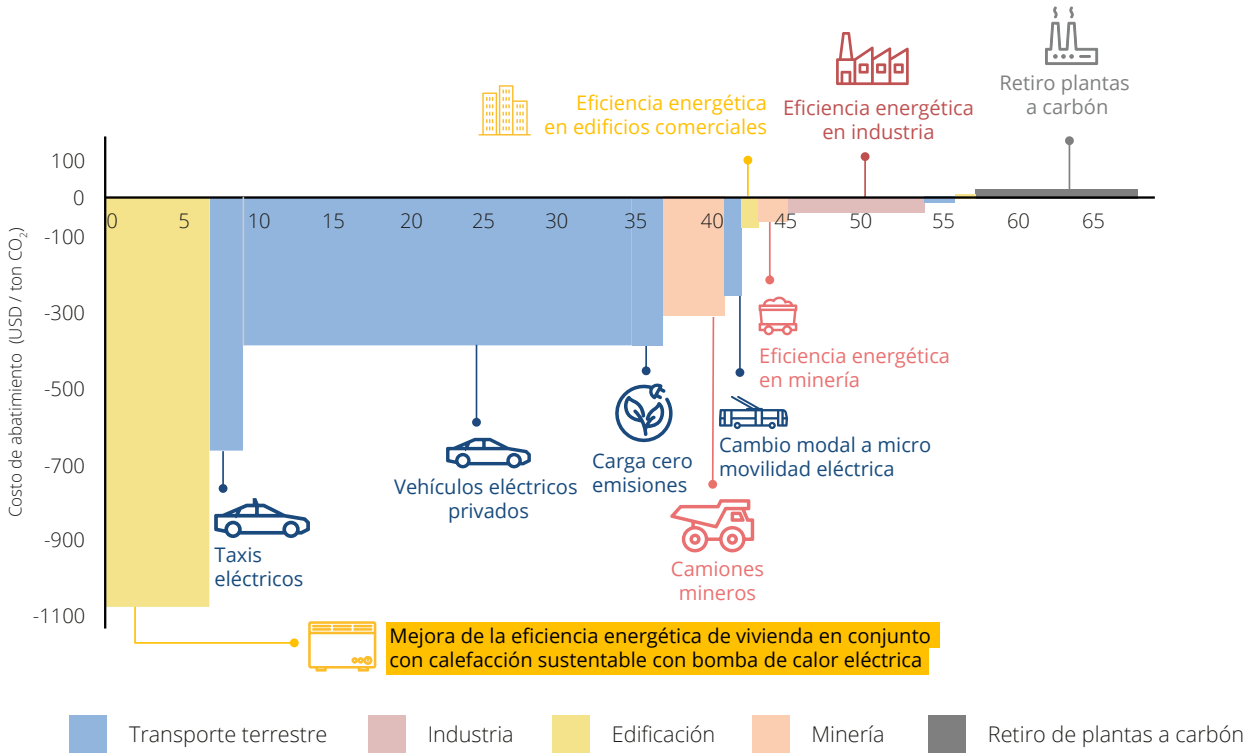
Fuente: Elaboración propia.

31 Esto es consistente ya que los cobeneficios fueron estimados considerando solo los sectores residencial y transporte.

La figura siguiente presenta los resultados de curva de costos de abatimiento para el año 2050 considerando los supuestos de costos de inversión de

referencia y precios altos incluyendo cobeneficios. El ranking de medidas se modifica haciendo de la climatización la medida más costo efectiva.

Figura 53: Curva de costos de abatimiento de medidas de ruta de descarbonización en 2050 con cobeneficios



Fuente: Elaboración propia.

7. CONCLUSIONES

El desarrollo económico y la superación de la pobreza suelen ser las principales preocupaciones políticas de un país en desarrollo como Chile. Hacerse cargo del cambio climático, tanto desde la mitigación como adaptación y su integración es una política progresiva, ya que los impactos negativos del cambio climático suelen afectar más a los desposeídos pudiendo profundizarse desigualdades derivadas de una distribución inequitativa de costos y daños. El cambio climático tiene el potencial de contribuir a un nuevo planteamiento de estrategia de desarrollo consistente con las demandas sociales y los ODS.

La meta de carbono neutralidad de gases efecto invernadero propuesta por Chile plantea que al 2050 el balance entre emisiones y captura debe ser nulo. El objetivo general de este estudio es desarrollar y analizar una ruta de descarbonización de la matriz energética de Chile al 2050 en línea con el Acuerdo de París, esto es, alcanzando la carbono neutralidad a mediados de este siglo. Para ello, en este estudio se construye y analiza una trayectoria posible para alcanzar la carbono neutralidad contribuyendo al desarrollo sostenible.

En particular, este estudio revela cómo la transición hacia la carbono neutralidad ofrece oportunidades económicas, ambientales y sociales relevantes. Como se desprende del estudio, esta ruta contribuye al objetivo de desarrollo sostenible 7 (ODS 7) central para el desarrollo del sector energético respecto de contar con energía limpia y accesible. Por una parte, la accesibilidad se refiere a que la

población tenga acceso a energía de manera eficiente en cuanto a su provisión y uso por lo que contribuye directamente a mejorar indicadores de pobreza energética. Por otra parte, la energía limpia se relaciona tanto con menor contaminación local conducente a mejor salud de la población y menores emisiones de gases efecto invernadero responsables del cambio climático.

Actualmente la matriz energética de Chile se compone principalmente de combustibles fósiles (Ministerio de Energía, 2019). En Chile, la oferta energética total considerando la oferta primaria e importaciones netas de combustibles finales para el año 2017 fue de 403 mil Teracalorías, en donde un 27% correspondió a energías renovables. Respecto del restante 73%, el país depende de combustibles fósiles principalmente importados. El petróleo crudo y los derivados de petróleo representan el 43% de la oferta energética total, seguido por el carbón (19%) y el gas natural (12%) (Ministerio de Energía, 2019). Lo mismo ocurre con el consumo final (287 mil teracalorías) donde los derivados de petróleo representan más de la mitad del consumo (58%) seguido por la energía eléctrica (22%), y leña y biomasa (13%).

Respecto a la composición sectorial del consumo final, el sector transporte es el principal sector consumidor con un 36%. El consumo de este sector se satisface casi exclusivamente con derivados de petróleo representando 99% del total. Le siguen los sectores comerciales, público y residencial (23%), la industria (22%) y minería (17%).

Actualmente, la estructura y matriz de consumo energético se asocian a contaminación local y pobreza energética. Se estima que al año 2018 ocurrieron 3.640 casos de muertes prematuras asociadas a exposición de $MP_{2,5}$ y alrededor de 2.900 casos de admisiones hospitalarias (Ministerio del Medio Ambiente, 2019). Por otra parte, el uso de leña ineficiente perdura como el energético dominante para la calefacción y la calidad de la construcción no se condice con estándares de eficiencia térmica según las normativas internacionales.

Para establecer el nivel de abatimiento y costos económicos de distintas medidas de mitigación, se construyeron dos escenarios bajo distintos supuestos en base a los cuales se buscó proyectar el consumo y la producción energética en el periodo 2020-2050: el escenario base y el escenario asociado a la ruta de descarbonización. De esta comparación se infieren reducciones de emisiones e indicadores económicos que caracterizan los esfuerzos adicionales de la ruta de descarbonización respecto del escenario base. Para contar con una línea base validada se replica la construcción de un escenario PELP correspondiente a demanda alta construido por el Ministerio de Energía. La ruta de descarbonización corresponde a un escenario exploratorio que busca cumplir con el compromiso de carbono neutralidad por parte del sector energía. Esto significa que al 2050 los sectores emisores deben emitir a lo más la cantidad de emisiones que los bosques absorben anualmente.

Los resultados revelan que la ruta de descarbonización logra importantes ganancias de eficiencia respecto del escenario base. El consumo energético total- incluyendo fuentes primarias y secundarias- pasa de alrededor de 430 mil teracalorías en 2020 a 869 mil teracalorías en 2050 en el escenario base y a 688 mil teracalorías en la ruta de descarbonización. El 2030 hay un ahorro energético total de 8% alcanzando este un 21% al 2050. El consu-

mo final también presenta importantes ganancias de eficiencia energética alcanzando 6% en 2030 y 21% en 2050.

Dado que las principales medidas se relacionan con la sustitución de combustibles fósiles por electricidad, la penetración de la energía eléctrica en los distintos usos de consumo final incrementa la demanda de electricidad en la ruta de descarbonización. De aproximadamente 80 TWh en 2020, el consumo eléctrico alcanza, en 2030, 110 TWh en el escenario base y 116 TWh en la ruta de descarbonización. En 2050 el consumo llega a 195 y 242 TWh en los escenarios base y ruta respectivamente. Así el consumo eléctrico se incrementa 6% en 2030 y 24% en 2050 en la ruta de descarbonización (respecto del escenario base). Al examinar sectorialmente las variaciones de consumo eléctrico de la ruta, los sectores transporte y residencial son los que más incrementan su consumo de electricidad.

La ruta de descarbonización consigue reducciones relevantes de gases efecto invernadero. En efecto, las emisiones pasan de 86 millones de toneladas de CO_2eq en 2020 a 123 millones de toneladas en 2050 en el escenario base y 55 millones de toneladas en la ruta de descarbonización. En 2030 las emisiones alcanzan 94 y 76 millones de toneladas de CO_2eq en los escenarios base y ruta respectivamente. Respecto del escenario base, en 2030 y 2050 los ahorros de la ruta son de 20% y 55% respectivamente. El máximo de emisiones del escenario base se alcanza en 2050 mientras que en la ruta el año 2020. En términos agregados, la reducción acumulada de emisiones entre 2020 y 2030 alcanza 116 millones de toneladas de CO_2eq siendo el sector generación eléctrica responsable de 61%. La reducción acumulada en el periodo 2020-2050 alcanza los 997 millones de toneladas. En este periodo, los sectores transporte, generación eléctrica e industria son responsables de 37%, 31% y 15% de la mitigación respectivamente.

Al analizar los costos directos de mitigación, los resultados revelan que existen altos niveles de incertidumbre. Con condiciones favorables (altos precios de energía y bajos costos de inversión y tecnológicos) la mitigación resulta ser altamente rentable (-135 USD/ton). Sin embargo, de enfrentar costos altos de capital y precios bajos de los combustibles, los costos de la mitigación pueden ser significativos (115 US\$/ton). El costo de abatimiento promedio de los escenarios es -22 US\$/ton.

Los resultados también revelan que - en promedio- la alta costo efectividad de la mayor parte de las medidas de mitigación. En efecto, el 82% de la mitigación se logra con ahorros económicos. Se destaca la gran costo efectividad de las medidas del sector transporte asociadas principalmente a electromovilidad. El costo del reacondicionamiento térmico y normativas más exigentes de construcción resultan ser las acciones más caras.

Sin embargo, la ruta de descarbonización y sus medidas asociadas se relacionan directamente con beneficios ambientales y de pobreza energética. Las medidas evaluadas contemplan la introducción de una nueva Reglamentación Térmica al año 2025 y el reacondicionamiento de más de 2,6 millones de viviendas al año 2050 con estándares térmicos contemplados en dicha reglamentación. De este modo, el 56% del parque existente al año 2050 poseería estándares térmicos acordes a dicha normativa. Por otra parte, los cambios en la matriz energética permiten reducir las emisiones y concentraciones de particulado lo que se traduce en beneficios económicos de más 31 mil millones de USD para el período. En promedio se estiman alrededor de 3.000 casos anuales de muertes evitadas.

La inclusión de cobeneficios incrementa la rentabilidad social de la ruta de descarbonización. La consideración de cobeneficios robustece la costo efectividad de la ruta de descarbonización alcanzando un costo de abatimiento de 19 USD/ ton CO₂eq en el peor caso y beneficios de hasta -231 USD/ ton CO₂eq en el mejor caso. El costo de abatimiento promedio incluyendo cobeneficios es de -118 US\$/ ton CO₂eq. Se destaca cómo las medidas del sector residencial se tornan rentables desde la perspectiva social.

Este estudio revela que las acciones de mitigación con más beneficios sociales corresponden a medidas de transporte sustentable, estándares de construcción y climatización sustentable. En el caso del transporte -más Metro, tecnologías cero emisiones, ciclovías, trenes interurbanos- contribuyen directamente a la equidad ambiental y de acceso al territorio reduciendo emisiones de gases efecto invernadero. Para los hogares, medidas que mejoren los estándares de construcción de las nuevas viviendas, y permitan reacondicionar el parque existente, reduce los requerimientos energéticos abaratando el suministro eficiente de medios limpios de calefacción con beneficios sociales significativos. El resultado es menos emisiones globales y locales que se asocian inequitativamente con impactos adversos en salud y reducción directa de la pobreza energética.

En consecuencia, teniendo en cuenta tanto los potenciales de mitigación como beneficios sociales asociados, las medidas más relevantes de impulsar se asocian a la electromovilidad del transporte y la climatización eficiente (considerando tanto eficiencia en la construcción de las viviendas como fuentes limpias de calefacción). En términos de mitigación, las medidas de eficiencia energética y que incrementen

la participación de la energía eléctrica son fundamentales para los sectores industriales y mineros. Finalmente, las medidas de retiro de centrales de carbón auguran reducciones de emisiones muy relevantes del sector generación que permitirán a los sectores de consumo final un tránsito hacia un consumo bajo en emisiones y con numerosos beneficios tanto económicos como sociales.

La consideración conjunta de criterios de cambio climático y desarrollo sostenible incrementa la rentabilidad social de un sinnúmero de iniciativas y políticas. Por ejemplo, la construcción eficiente de viviendas junto con calefacción sustentable se vuelven medidas altamente rentables desde la perspectiva social al in-

corporar los costos de calidad del aire. Para lograr esta sinergia es condición necesaria un tratamiento institucional comprehensivo, trabajo conjunto de ministerios, un rol activo y constructivo del sector privado y una participación permanente del país en la política internacional. Es fundamental implementar oportunamente medidas habilitantes, tales como financiamiento, transferencia tecnológica y cambios en el marco normativo. Es urgente avanzar en temas clave como eficiencia energética, energías limpias, agua y uso sostenible del territorio pero también en desarrollo tecnológico, educación, investigación e innovación. Todos estos temas pueden y deben abordarse desde una perspectiva sistémica, integrada y de largo plazo.

8. REFERENCIAS

- ARQ Energía - ENER Soluciones. (2013). *Evaluación Independiente del Programa de*.
- Boardman, B. (1991). *Fuel Poverty: From Cold Homes to Affordable Warmth*.
- Bradshaw, J., & Hutton, S. (1938). Social policy options and fuel poverty. *Journal of Economic Psychology* 3, 249–266.
- Cifuentes, L., Krupnick, A., O’Ryan, R., & Toman, M. (2005). *Urban Air Quality and Human Health in Latin America and the Caribbean*.
- EU Energy Poverty Observatory. (2020). *EU Energy Poverty Observatory*. Obtenido de <https://www.energypover-ty.eu/about/what-energy-poverty>
- Generadoras de Chile. (2019). *Generación Eléctrica en Chile*. Recuperado el 2019, de <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- González-Eguino, M. (2015). *Energy poverty: An overview*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- GreenLab UC. (2011). *Estudio: Co-beneficios de la Mitigación de GEI*.
- Ministerio de Desarrollo Social. (2014). *Estimación del valor de los costos sociales por fallecimiento prematuro en Chile*.
- Ministerio de Energía. (2015). *Desarrollo de Herramientas Prospectivas*. E2BIZ Investigación.
- Ministerio de Energía. (2018). *Mesa de retiro y/o reconversión de unidades a carbón. Primera reunión*. Obtenido de http://energia.gob.cl/sites/default/files/20180611_presentacion_ministerio-sesion_1.pdf
- Ministerio de Energía. (2019). *Balance Nacional de Energía 2017*.
- Ministerio de Energía, Ministerio del Medio Ambiente y Generadoras de Chile. (2018). *Comunicado no más nuevas plantas a carbón*. Obtenido de http://energia.gob.cl/sites/default/files/180129_comunicado_no_mas_nuevas_plantas_a_carbon_con_logos.pdf
- Ministerio de Medio Ambiente. (2018). *Tercer Informe Bienal de Actualización sobre Cambio Climático*. Chile.
- Ministerio de Medio Ambiente. (2019). *Consultoría para el análisis de modelos de cambio tecnológico para la proyección de emisiones de GEI en escenarios de electrificación vehicular*. E2BIZ.
- Ministerio del Medio Ambiente. (2019). *Quinto Reporte del Estado del Medio Ambiente*.

MMA. (2018). *Informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Chile serie 1990-2016*.

PNUD. (2018). *Pobreza energética: análisis de experiencias internacionales y aprendizajes para Chile*.

PSR-Moray. (2018). *Análisis de largo plazo para el sistema eléctrico nacional de Chile considerando fuentes de energía variables e intermitentes*.

RedPe. (2018). *Medir pobreza energética: Alcances y limitaciones de indicadores internacionales para Chile*.

RedPE. (2019). *Red de Pobreza Energética*. Obtenido de <http://redesvid.uchile.cl/pobreza-energetica/que-es-pobreza-energetica/>

Triconomics. (2016). *Selecting indicators to measure energy poverty*.

E2BIZ
INVESTIGACION



9. ANEXOS

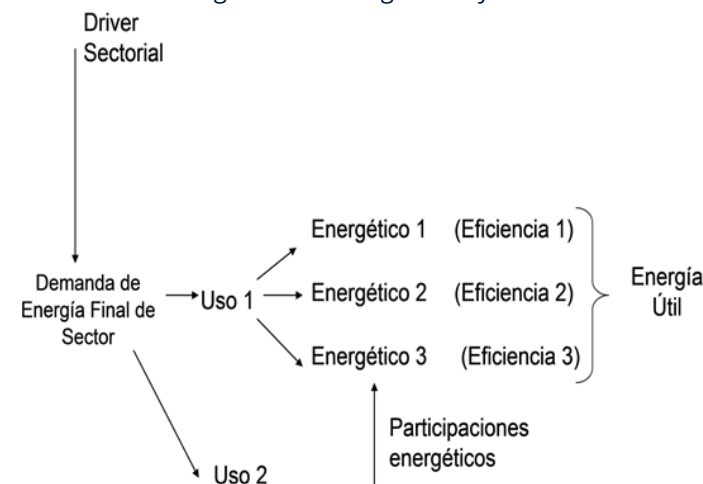
9.1 Modelo Prospectivo

El modelo utilizado en este estudio se basa en la herramienta construida por E2BIZ para el Ministerio de Energía (Ministerio de Energía, 2015). La herramienta desarrollada se base en un enfoque de usos finales y responde al gran desafío de caracterizar los consumos actuales y proyectados a nivel regional. La herramienta permite apoyar el análisis de las políticas regionales y nacionales de desarrollo energético y de cambio climático. El foco de la herramienta está en la caracterización detallada de los consumos finales con un foco de largo plazo. La herramienta también modela la oferta de generación (expansión y operación) y las refinerías cerrando el balance.

El enfoque de uso final permite proyectar y estudiar cambios en los diferentes usos energéticos por cada sector de la economía, los combustibles asociados, lo que permite considerar eficiencias relativas entre energéticos por uso, y por tanto, también caracterizar en forma directa la eficiencia energética de cada uno de ellos. La modelación por usos permite un nivel de parametrización importante, lo que hace posible analizar un sinnúmero de escenarios exploratorios.

La figura siguiente resume el marco conceptual y metodológico (de energía útil). La modelación por usos considera el análisis de energía útil y combustibles que compiten por satisfacerlos en función de parámetros económicos y técnicos (como eficiencias de los combustibles por uso. El modelo considera en su definición el análisis de medidas de eficiencia energética y de mitigación de forma tal de parametrizar las medidas de manera consistente con la caracterización de los consumos.

Figura 1: La Energía Final y Útil



Fuente: Elaboración Propia.

La herramienta además considera la oferta primaria y detalle del sector de generación eléctrica cerrando el balance de energía. En particular, el modelo de generación empleado es uninodal y de largo plazo, permite modelar múltiples bloques temporales, despachar según costo marginal y expandir el parque óptimamente bajo restricciones (incluyendo metas de generación por tipos agregados de capacidad, como se realiza para las energías renovables).

Respecto de la desagregación geográfica, los consumos sectoriales de demanda final se estiman a nivel regional y de acuerdo a las estimaciones del BNE en sus versiones nacional y regional. El sector generación modela la oferta para los sistemas SING, SIC, Aysén y Magallanes. La expansión y operación del sistema (resultados del modelo) se hace considerando explícitamente la interconexión de los sistemas interconectados SING y SIC. Finalmente, el cierre del balance se estima a nivel nacional.

El modelo se construye en tres módulos principales los que se presentan a continuación:

Tabla 1: Módulo de prospección

Sub-Módulo	Función
Drivers/ Niveles actividad	Modelación de drivers exógenos, que alimentan el modelo de energía. Estos drivers serán a su vez función de variables macroeconómicas y otra información. La modelación de estos drivers se realiza en base a antecedentes disponibles, análisis econométricos y son una entrada al sub-modelo de energía. Ejemplos son la producción de cobre, de celulosa o el crecimiento del PIB.
Energía	En función de los drivers se determina la energía consumida por el sector y desagregada por usos.
Indicadores de desempeño	Este modelo permite -indicadores para hacer la evaluación de escenarios.

Fuente: Elaboración Propia

9.2 Metodología de estimación del costo de abatimiento

En esta sección se presenta la estrategia de estimación de costos de abatimiento. Para ello es necesario contar con una definición clara del concepto de costo marginal de abatimiento. Para cada medida y sector, es necesario definir dos escenarios que permiten realizar la estimación: (1) el escenario base y (2) el escenario de medida de mitigación (en este caso la ruta de descarbonización). El enfoque usual que considera tanto componentes de inversión como de operación. Se procede entonces a calcular el valor presente (VP) de costos de cada uno de los escenarios¹:

¹ Estas expresiones pudiesen ser complicadas en casos que se requieran inversiones progresivas en el tiempo. Sin embargo, en estos casos el principio sigue siendo el mismo.

$$VP(S) = I_s + \sum_{t=1}^T \frac{c_t^S}{(1+r)^t}$$

Donde S denota el escenario (S puede ser base (b) o medida (m)), I denota la inversión inicial, c_t los costos totales de operación (eventualmente desagregables en varias categorías como combustible y mantenimiento), T el horizonte de evaluación (generalmente determinado por vida útil de alguna inversión), y r la tasa de descuento.

De esta manera, el valor presente del costo de la medida queda expresado como la diferencia de los costos entre los escenarios:

$$VP = (I_m - I_b) + \sum_{t=1}^T \frac{c_t^m - c_t^b}{(1+r)^t}$$

El costo de abatimiento tradicional se interpreta como aquel precio constante (p) por tonelada de emisión reducida que permite financiar el valor presente de los costos totales de la medida. Es decir, el costo de abatimiento de la medida se obtiene de la condición:

$$\sum_{t=1}^T \frac{pE_t}{(1+r)^t} = VP$$

De donde se despeja p como $p = VP / \sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}$, donde E_t son las emisiones reducidas en t.

Resulta relevante destacar que el “costo” resultante será constante por tonelada reducida por lo que el costo medio coincidirá con el costo marginal².

9.3 Estimación de Beneficios Ambientales Locales

La metodología empleada para la estimación de beneficios ambientales locales corresponde a la presentada en el documento “Estudio: Co-beneficios de la Mitigación de GEI” (GreenLab UC, 2011), la cual a su vez ha sido utilizada para la elaboración de estudios posteriores como son el “Análisis General del Impacto Económico y Social del Anteproyecto de Plan de Prevención y Descontaminación de la Región Metropolitana” (MMA 2015) y la “Guía Metodológica para la Elaboración de un Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES) para Instrumentos de Gestión de Calidad del Aire” del mismo ministerio (MMA, 2013). Con ello, tanto la metodología como los valores de las variables utilizadas se basan en documentos oficiales, y corresponden a las utilizadas en los estudios de valoración de impactos de salud por MP2.5 en Chile.

² Es decir, en la posterior aplicación del costo se ignoran indivisibilidades de los proyectos e implícitamente se asumen rendimientos constantes de escala.

Para realizar la evaluación se estima la diferencia en daños en salud asociada a las variaciones de emisiones entre los escenarios Base y Ruta para los sectores Transporte Terrestre y CPR.

9.3.1 Metodología de Evaluación de Impactos

La experiencia internacional revela que los beneficios de salud dominan holgadamente al resto de categorías de externalidades como visibilidad, materiales o agricultura. En Chile la experiencia en estas últimas externalidades es muy escasa, e incluso SECTRA, a través de su estudio “Actualización MODEC (2003)”³, recomendó en el año 2013 no incluir los tópicos de visibilidad y materiales en evaluaciones urbanas debido a los bajos beneficios asociados. Por otra parte, numerosos estudios han confirmado la relevancia de los beneficios en salud producto de mejoras en la calidad del aire en Santiago y otras ciudades del país, lo que ha justificado importantes iniciativas de regulación ambiental. Algunas de estas iniciativas corresponden a la definición de la Norma de emisión para centrales termoeléctricas⁴, el desarrollo de Planes de Prevención y/o Descontaminación Atmosférica⁵ y el Programa de Recambio de Calefactores⁶.

La importancia relativa de la categoría de salud en los beneficios justifica en una primera aproximación considerar solamente los daños a la salud. Por otra parte, el material particulado –en especial el MP2.5- es el contaminante responsable de la mayor parte de los beneficios vinculados a la salud, motivo por el cual el análisis realizado solo considera los beneficios a la salud derivados de una reducción a la exposición de MP2.5, ya sea producto de la reducción directa de las emisiones de este contaminante o producto de la reducción de emisiones de NOx y SOx⁷. Dado esto, los beneficios estimados resultan ser una estimación conservadora de los beneficios esperados.

La valoración de beneficios en salud generalmente distingue entre efectos de mortalidad y morbilidad. Los efectos de mortalidad se centran en causas de muerte mientras que los de morbilidad se centran en enfermedades no mortales o en un conjunto de síntomas. Los efectos en salud que se consideran para la evaluación de beneficios se presentan en la tabla siguiente.

³ Disponible en <http://www.sectra.gob.cl/biblioteca/detalle.asp?mf=3266>.

⁴ Norma de emisión para centrales termoeléctricas (D.S. N°13/2011)

⁵ <https://ppda.mma.gob.cl/>

⁶ <https://calefactores.mma.gob.cl/>

⁷ Los NOx y SOx corresponden a precursores del MP2,5, motivo por el cual una reducción de las emisiones de NOx y SOx conllevan a una reducción indirecta de MP2,5.

Tabla 2: Efectos de Salud Considerados en Evaluación

Tipo de efecto	Causa	Exposición	Grupo etario
Mortalidad	Todas las causas largo plazo	Crónica	Todos
Admisiones Hospitalarias	Asma	Aguda	Adultos
	Asma	Aguda	Niños
	Cardiovascular	Aguda	Adultos
	Cardiovascular	Aguda	Adultos Mayores
	Enf. Respiratoria Crónica	Aguda	Adultos
	Neumonía	Aguda	Adultos Mayores
Restricción de Actividad	Días Laborales perdidos	Aguda	Adultos
	Días de actividad restringida	Aguda	Adultos
	Días de actividad restringida menor	Aguda	Adultos

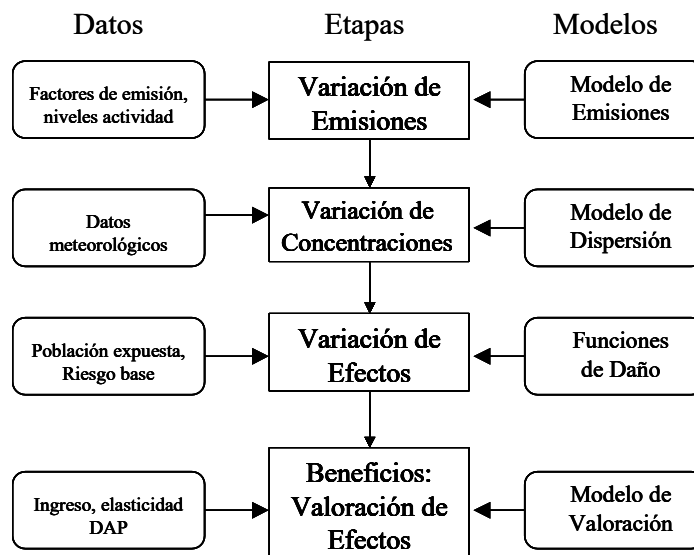
Fuente: Elaboración propia

La mortalidad de largo plazo incluye todas las causas de mortalidad (agudas y crónicas), sobrepasa e incluye las estimaciones de corto plazo, por lo que ambas estimaciones no deben agregarse a pesar ser práctica común la estimación de ambas. Para el presente estudio se ha optado por considerar el caso de exposición crónica en mortalidad de largo plazo. En los impactos de morbilidad destacan las admisiones hospitalarias por distintas causas, además de las visitas a sala de urgencia de asma. Finalmente, y pesar de no ser impactos en salud, costos de menor productividad se asocian a la morbilidad por tres causas: (1) los días laborales perdidos en los que una persona no puede trabajar; (2) los días de actividad restringida donde la persona trabaja la mitad del día; y (3) los días de actividad restringida menor donde un conjunto de síntomas de salud adversa limita la productividad del trabajador.

La metodología utilizada en el presente estudio para valorar los impactos en salud derivados de cambios en los niveles de concentración de distintos contaminantes atmosféricos corresponde al método de la función de daño (o *"impact pathway approach"*). Este enfoque es utilizado comúnmente tanto a nivel nacional como internacional para estimar los impactos físicos y económicos generados por la contaminación.

La metodología considera la relación entre una cierta "carga" (emisiones) con un "impacto" y su posterior valoración. La figura siguiente ilustra los pasos principales de esta metodología aplicada. Cada etapa incluye modelos detallados de diversos procesos.

Figura 2: Etapas del método de la función de daño, requerimientos de datos y modelos



Fuente: (Cifuentes, Krupnick, O'Ryan, & Toman, 2005)

A continuación se presenta la metodología para cada una de las etapas de cálculo.

Variación de emisiones

Los datos de energía regional consumida de los distintos combustibles en los sectores Transporte Terrestre y CPR son transformados en unidades de $[m^3]$. Para esto se utilizan los poderes caloríficos y densidades de cada combustible presentados en el Balance Nacional de Energía del Ministerio de Energía.

Para estos consumos se calculan las emisiones asociadas mediante el uso de factores de emisión. En el caso del sector CPR se utilizan los factores presentados en el estudio “Estudio: Co-beneficios de la Mitigación de GEI” (GreenLab UC, 2011), mientras que en el caso de Transporte Terrestre se utilizan los factores presentados por EMEP⁸.

Las emisiones regionales obtenidas son desglosadas a nivel provincial en base a la distribución de la población para el caso CPR y en base a la distribución de vehículos motorizados del INE⁹ del año 2014 para el caso de Transporte Terrestre.

⁸ EMEP/EEA Air Pollutant Emission Inventory Guidebook.

⁹ <https://webanterior.ine.cl/estadisticas/economicas/transporte-y-comunicaciones?categoria=Anuarios>

Variación de concentraciones

Una vez obtenidas las emisiones a nivel de provincia para los contaminantes MP2,5, NOx y SOx, se utilizan Factores de Emisión-Concentración (FEC) para transporte y CPR. La información utilizada fue proporcionada por el Ministerio del Medio Ambiente en base al estudio “Estudio: Co-beneficios de la Mitigación de GEI” (GreenLab UC, 2011).

Tabla 3: FEC contaminantes MP2,5, NOX y SOX para sectores CPR y Transporte

Provincia	CPR			Transporte		
	MP2,5	NOX	SOX	MP2,5	NOX	SOX
Antártica Chilena	0.051	0.025	0.008	0.614	0.037	0.046
Antofagasta	0.045	0.003	0.003	0.045	0.003	0.003
Arauco	0.005	0.002	0.001	0.056	0.003	0.004
Arica	0.059	0.004	0.004	0.059	0.004	0.004
Aysén	0.015	0.007	0.002	0.183	0.011	0.014
Biobío	0.005			0.044	0.002	0.002
Cachapoal	0.001	0.001	0.000	0.021	0.001	0.001
Capitán Prat	0.106			0.951	0.034	0.051
Cardenal Caro	0.008	0.004	0.001	0.095	0.006	0.007
Cauquenes	0.008	0.004	0.001	0.092	0.006	0.007
Cautín	0.003			0.003		
Chacabuco	0.005	0.002	0.001	0.085	0.003	0.005
Chañaral	0.116	0.007	0.009	0.116	0.007	0.009
Chiloé	0.007	0.003	0.001	0.086	0.005	0.006
Choapa	0.160	0.006	0.009	0.160	0.006	0.009
Colchagua	0.002	0.001	0.000	0.046	0.002	0.002
Concepción	0.001	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000
Copiapó	0.046	0.002	0.002	0.046	0.002	0.002
Cordillera	0.002	0.001	0.000	0.039	0.001	0.002
Coyhaique	0.023			0.208	0.007	0.011
Curicó	0.003	0.002	0.000	0.059	0.002	0.003
El Loa	0.155	0.006	0.008	0.155	0.006	0.008
Elqui	0.020	0.001	0.002	0.020	0.001	0.002
General Carrera	0.106			0.951	0.034	0.051
Huasco	0.210	0.008	0.011	0.210	0.008	0.011
Iquique	0.062	0.004	0.005	0.062	0.004	0.005
Isla de Pascua	0.028	0.014	0.004	0.341	0.021	0.026
Limarí	0.129	0.005	0.007	0.129	0.005	0.007
Linares	0.003	0.002	0.000	0.060	0.002	0.003
Llanquihue	0.003	0.001	0.000	0.033	0.002	0.002
Los Andes	0.005	0.002	0.001	0.092	0.003	0.005
Magallanes	0.005	0.003	0.001	0.063	0.004	0.005
Maipo	0.002	0.001	0.000	0.035	0.001	0.002
Malleco	0.008			0.073	0.003	0.004
Marga Marga	0.002	0.001	0.000	0.036	0.001	0.002
Melipilla	0.007	0.004	0.001	0.139	0.005	0.007
Ñuble	0.004			0.033	0.001	0.002
Osorno	0.008			0.072	0.003	0.004

Provincia	CPR			Transporte		
	MP2,5	NOX	SOX	MP2,5	NOX	SOX
Palena	0.051	0.025	0.008	0.614	0.037	0.046
Parinacota	0.951	0.034	0.051	0.951	0.034	0.051
Petorca	0.004	0.002	0.001	0.066	0.002	0.004
Quillota	0.003	0.002	0.000	0.039	0.002	0.003
Ranco	0.018			0.157	0.006	0.008
San Antonio	0.002	0.001	0.000	0.024	0.001	0.002
San Felipe de Aconcagua	0.004	0.002	0.001	0.070	0.003	0.004
Santiago	0.005	0.000	0.000	0.005	0.000	0.000
Talagante	0.004	0.002	0.001	0.065	0.002	0.003
Talca	0.002	0.001	0.000	0.045	0.002	0.002
Tamarugal	0.287	0.010	0.015	0.287	0.010	0.015
Tierra del Fuego	0.051	0.025	0.008	0.614	0.037	0.046
Tocopilla	0.026	0.000	0.000	0.026	0.000	0.000
Última Esperanza	0.037	0.018	0.006	0.441	0.027	0.033
Valdivia	0.002	0.001	0.000	0.030	0.002	0.002
Valparaíso	0.001	0.000	0.000	0.011	0.001	0.001

Fuente: Ministerio del Medio Ambiente

En este estudio las variaciones en la concentración de MP2,5 para un año determinado se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\Delta C_{MP2,5} [\mu g/m^3] = \sum_i \frac{\Delta E_i [ton]}{FEC_i \left[\frac{ton}{\mu g/m^3} \right]}$$

Donde el subíndice i corresponde a MP2,5 (primario) y los precursores NOx y SOx (precursores de MP2,5 secundario).

$\Delta C_{MP2,5}$: Variación de la concentración ambiental de MP2,5.

FEC_i : Factor Emisión-Concentración del contaminante i .

ΔE_i : Variación de las emisiones del contaminante i (MP2,5 ó NOx).

A partir de las concentraciones de MP2,5 se evalúan posteriormente los efectos en salud debido a la exposición a este contaminante.

Variación de efectos

La estimación de los impactos se lleva a cabo utilizando funciones de concentración-respuesta. Estas funciones son relaciones empíricas que relacionan cambios en la calidad del aire (de un contaminante en particular) con cambios en una variable de impacto de interés (salud: número de casos de muerte prematura o casos de enfermedades, agricultura: cambios en producción, etc). En particular, el cambio de los efectos evitados se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta E_{ij} = \beta_{ij} * \Delta C * (Pop_j * IR_{ij})$$

Dónde:

ΔE_{ij} : Cambio del número de efectos i en la población j debido al cambio de concentraciones de MP2,5

β_{ij} : Coeficiente de relación concentración-respuesta en métrica diaria del efecto i en la población j (por ejemplo, mayores de 65 años o menores de 1 año).

ΔC : Cambio anual de la concentración de MP2,5

Pop_j : Número de personas del grupo j expuesta a MP2,5

IR_{ij} : Tasa de incidencia del efecto i en la población j en métrica diaria

Los coeficientes concentración-respuesta y las tasas de incidencia utilizadas se presentan en las tablas a continuación. Los valores presentados fueron entregados por el Ministerio del Medio Ambiente en base al estudio "Estudio: Co-beneficios de la Mitigación de GEI" (GreenLab UC, 2011).

Tabla 4: Coeficientes C-R para MP2,5

Efecto	Causa	Grupo Edad	Exposición	Inc por 10ug/m3
Mortalidad	Todas	Todos	Crónica	6.2%
Admisiones Hospitalarias	Asma	Adultos	Aguda	3.3%
	Asma	Niños	Aguda	3.3%
	Cardiovascular	Adultos	Aguda	1.4%
	Cardiovascular	Adultos Mayores	Aguda	1.6%
	Enf. Respiratoria Crónica	Adultos	Aguda	2.2%
	Neumonía	Adultos Mayores	Aguda	4.0%
Restricción de Actividad	Enf. Respiratoria Crónica	Adultos Mayores	Aguda	1.9%
	Días Laborales perdidos	Adultos	Aguda	4.6%
	Días de actividad restringida	Adultos	Aguda	4.8%
	Días de actividad restringida menor	Adultos	Aguda	7.4%

Fuente: (GreenLab UC, 2011)

Tabla 5: Tasas de Mortalidad

Provincia	Tasa de Mortalidad (por cada 100.000 hab)
Aysén	368.1
Antártica Chilena	284.7
Antofagasta	474.7
Arauco	438.4
Arica	467.6
Biobío	507.7
Cachapoal	486.4
Capitán Prat	439.1
Cardenal Caro	557.7
Cauquenes	640.3
Cautín	498.1
Chacabuco	441.5
Chañaral	432.8
Chiloé	512.3
Choapa	535.5
Coyhaique	509.7
Colchagua	500.3
Concepción	448.3
Copiapó	388.6
Cordillera	264.6
Curicó	526.9
El Loa	319.4
Elqui	441.4
General Carrera	672.5
Huasco	516.7
Iquique	378.2
Limarí	513.4
Linares	561.8
Llanquihue	464
Los Andes	467.4
Magallanes	583.6
Maipo	405.6
Malleco	611.2
Marga Marga	558.4
Melipilla	459.8
Ñuble	598.4
Osorno	608.6
Palena	471.3
Parinacota	331.7
Petorca	169.8
Quillota	568.6
Ranco	589.1
San Antonio	531

Provincia	Tasa de Mortalidad (por cada 100.000 hab)
San Felipe de Aconcagua	516.9
Santiago	497.1
Talagante	461.3
Talca	503.9
Tamarugal	285.9
Tierra del Fuego	628.6
Tocopilla	612.1
Última Esperanza	693.8
Valdivia	528.2
Valparaíso	649.3

Fuente: Ministerio del Medio Ambiente

Tabla 6: Tasas de incidencia enfermedades

Provincia	Causa	Adultos	Adultos Mayores	Niños
Antofagasta	Asma	15.2	51.9	48.6
Antofagasta	Enf. Respiratoria Crónica	39.0	317.5	311.0
Antofagasta	Cardiovascular	411.6	4,102.0	33.4
Antofagasta	Neumonía	94.7	1,220.7	428.8
Antofagasta	Respiratorias	396.6	2,408.3	1,912.1
Arauco	Asma	28.8	114.0	65.6
Arauco	Enf. Respiratoria Crónica	161.2	2,256.0	544.4
Arauco	Cardiovascular	414.6	4,547.9	24.6
Arauco	Neumonía	280.9	5,103.5	1,152.9
Arauco	Respiratorias	670.4	8,342.4	2,923.3
Arica	Asma	13.0	13.9	38.1
Arica	Enf. Respiratoria Crónica	61.5	505.2	177.5
Arica	Cardiovascular	288.8	2,299.4	16.9
Arica	Neumonía	60.9	439.3	194.6
Arica	Respiratorias	326.5	1,773.6	615.5
Aysén	Asma	30.0	84.4	43.9
Aysén	Enf. Respiratoria Crónica	113.6	2,046.4	79.3
Aysén	Cardiovascular	362.4	4,335.6	29.6
Aysén	Neumonía	182.2	3,276.1	1,533.4
Aysén	Respiratorias	558.1	6,103.1	2,906.9
Biobío	Asma	21.0	142.3	37.5
Biobío	Enf. Respiratoria Crónica	74.9	1,348.8	101.2
Biobío	Cardiovascular	401.2	4,649.6	22.7
Biobío	Neumonía	186.6	3,592.6	1,113.8
Biobío	Respiratorias	457.2	5,681.8	2,309.2
Cachapoal	Asma	10.2	43.1	39.4
Cachapoal	Enf. Respiratoria Crónica	36.4	532.6	107.7
Cachapoal	Cardiovascular	258.9	2,762.7	27.8
Cachapoal	Neumonía	121.4	2,277.9	536.7
Cachapoal	Respiratorias	310.2	3,234.7	1,368.1
Capitán Prat	Asma	64.0	218.7	31.4
Capitán Prat	Enf. Respiratoria Crónica	104.1	805.5	126.1

Provincia	Causa	Adultos	Adultos Mayores	Niños
Capitán Prat	Cardiovascular	263.8	4,921.6	63.4
Capitán Prat	Neumonía	166.5	4,849.9	796.1
Capitán Prat	Respiratorias	557.4	7,167.7	1,647.9
Cardenal Caro	Asma	19.2	167.9	31.9
Cardenal Caro	Enf. Respiratoria Crónica	40.0	909.0	200.7
Cardenal Caro	Cardiovascular	288.3	2,790.1	26.0
Cardenal Caro	Neumonía	147.5	3,225.8	769.9
Cardenal Caro	Respiratorias	307.0	4,672.7	1,726.9
Cauquenes	Asma	31.4	499.2	16.1
Cauquenes	Enf. Respiratoria Crónica	82.7	1,216.5	228.4
Cauquenes	Cardiovascular	314.3	3,595.8	29.5
Cauquenes	Neumonía	154.7	2,886.9	896.8
Cauquenes	Respiratorias	450.4	5,219.5	2,057.4
Cautín	Asma	24.2	97.9	62.6
Cautín	Enf. Respiratoria Crónica	87.4	1,421.6	80.2
Cautín	Cardiovascular	353.2	3,879.5	20.1
Cautín	Neumonía	150.1	2,720.6	944.5
Cautín	Respiratorias	403.9	4,771.2	2,377.4
Chacabuco	Asma	15.3	46.1	75.1
Chacabuco	Enf. Respiratoria Crónica	39.7	550.7	200.9
Chacabuco	Cardiovascular	229.9	2,632.7	17.1
Chacabuco	Neumonía	82.3	1,751.9	743.6
Chacabuco	Respiratorias	281.5	2,844.9	1,742.2
Chañaral	Asma	32.5	101.2	29.8
Chañaral	Enf. Respiratoria Crónica	122.3	1,354.9	305.0
Chañaral	Cardiovascular	454.3	5,127.3	29.5
Chañaral	Neumonía	436.1	5,511.4	1,368.4
Chañaral	Respiratorias	1,003.2	8,331.9	3,334.9
Chiloé	Asma	26.3	109.6	36.3
Chiloé	Enf. Respiratoria Crónica	73.2	892.2	205.3
Chiloé	Cardiovascular	260.0	2,653.0	18.1
Chiloé	Neumonía	120.6	1,628.9	1,041.9
Chiloé	Respiratorias	346.9	3,019.6	2,196.0
Choapa	Asma	19.7	61.9	40.1
Choapa	Enf. Respiratoria Crónica	62.9	602.1	271.0
Choapa	Cardiovascular	278.2	2,884.9	37.1
Choapa	Neumonía	132.3	2,331.0	1,096.4
Choapa	Respiratorias	327.7	3,515.1	2,212.8
Colchagua	Asma	11.8	29.1	20.9
Colchagua	Enf. Respiratoria Crónica	49.6	738.0	153.3
Colchagua	Cardiovascular	256.0	2,853.8	24.4
Colchagua	Neumonía	110.9	2,254.9	594.2
Colchagua	Respiratorias	277.2	3,620.2	1,437.0
Concepción	Asma	13.9	40.3	76.2
Concepción	Enf. Respiratoria Crónica	70.3	1,019.3	173.4
Concepción	Cardiovascular	323.4	3,599.4	21.3
Concepción	Neumonía	117.5	1,800.9	631.1

Provincia	Causa	Adultos	Adultos Mayores	Niños
Concepción	Respiratorias	441.7	3,696.5	1,828.8
Copiapó	Asma	9.0	20.4	23.1
Copiapó	Enf. Respiratoria Crónica	33.6	668.1	99.8
Copiapó	Cardiovascular	288.4	3,259.7	26.9
Copiapó	Neumonía	85.4	1,023.3	365.8
Copiapó	Respiratorias	246.6	2,345.6	1,369.1
Cordillera	Asma	10.9	30.9	65.0
Cordillera	Enf. Respiratoria Crónica	39.3	683.8	86.3
Cordillera	Cardiovascular	258.1	3,326.5	21.2
Cordillera	Neumonía	86.3	1,479.3	551.5
Cordillera	Respiratorias	224.8	2,640.9	1,367.4
Coyhaique	Asma	7.8	40.2	33.7
Coyhaique	Enf. Respiratoria Crónica	41.1	1,068.8	43.5
Coyhaique	Cardiovascular	323.4	3,432.6	41.2
Coyhaique	Neumonía	109.5	2,137.0	1,380.6
Coyhaique	Respiratorias	320.0	3,876.2	2,450.1
Curicó	Asma	7.2	43.1	27.2
Curicó	Enf. Respiratoria Crónica	36.9	570.2	108.0
Curicó	Cardiovascular	257.0	2,976.8	17.6
Curicó	Neumonía	110.9	2,412.6	448.2
Curicó	Respiratorias	282.9	3,464.2	1,476.8
El Loa	Asma	18.2	47.0	39.7
El Loa	Enf. Respiratoria Crónica	47.6	436.0	203.4
El Loa	Cardiovascular	339.7	3,246.8	29.2
El Loa	Neumonía	153.0	1,769.0	945.2
El Loa	Respiratorias	407.7	3,329.2	1,823.2
Elqui	Asma	12.4	37.2	59.8
Elqui	Enf. Respiratoria Crónica	27.9	368.6	155.7
Elqui	Cardiovascular	261.5	2,646.9	35.7
Elqui	Neumonía	58.0	909.8	645.0
Elqui	Respiratorias	205.3	1,802.8	1,780.8
General Carrera	Asma	22.6	222.0	18.8
General Carrera	Enf. Respiratoria Crónica	121.0	1,434.4	162.3
General Carrera	Cardiovascular	389.7	3,863.5	37.6
General Carrera	Neumonía	307.3	2,847.9	652.6
General Carrera	Respiratorias	643.3	5,063.9	1,472.1
Huasco	Asma	53.1	642.8	29.9
Huasco	Enf. Respiratoria Crónica	78.4	996.4	483.9
Huasco	Cardiovascular	339.6	3,353.2	41.5
Huasco	Neumonía	108.8	1,397.6	540.9
Huasco	Respiratorias	338.0	3,134.1	1,877.9
Iquique	Asma	19.6	41.8	84.9
Iquique	Enf. Respiratoria Crónica	44.9	369.4	99.7
Iquique	Cardiovascular	427.7	3,571.7	36.4
Iquique	Neumonía	121.7	1,119.4	319.5
Iquique	Respiratorias	333.8	2,045.2	959.3
Isla de Pascua	Asma	58.8	161.7	110.8

Provincia	Causa	Adultos	Adultos Mayores	Niños
Isla de Pascua	Enf. Respiratoria Crónica	186.1	1,864.3	110.8
Isla de Pascua	Cardiovascular	665.6	7,389.5	13.7
Isla de Pascua	Neumonía	251.7	1,990.9	637.7
Isla de Pascua	Respiratorias	701.3	4,808.8	2,314.6
Limarí	Asma	8.0	19.0	28.7
Limarí	Enf. Respiratoria Crónica	32.7	415.5	142.7
Limarí	Cardiovascular	203.1	2,043.1	22.3
Limarí	Neumonía	79.1	993.6	837.5
Limarí	Respiratorias	256.4	1,717.6	1,779.2
Linares	Asma	10.6	36.5	11.2
Linares	Enf. Respiratoria Crónica	55.2	833.1	114.8
Linares	Cardiovascular	362.6	3,884.9	20.7
Linares	Neumonía	158.2	3,229.9	976.5
Linares	Respiratorias	378.5	5,025.6	2,095.2
Llanquihue	Asma	30.1	200.8	63.3
Llanquihue	Enf. Respiratoria Crónica	87.8	1,342.9	373.8
Llanquihue	Cardiovascular	311.3	3,325.4	17.2
Llanquihue	Neumonía	118.9	1,835.9	764.6
Llanquihue	Respiratorias	405.7	3,815.9	2,275.0
Los Andes	Asma	10.6	73.3	66.7
Los Andes	Enf. Respiratoria Crónica	38.6	640.8	363.0
Los Andes	Cardiovascular	371.1	4,246.5	33.7
Los Andes	Neumonía	96.2	1,420.8	439.2
Los Andes	Respiratorias	369.8	3,030.0	1,669.6
Maipo	Asma	9.3	39.2	47.0
Maipo	Enf. Respiratoria Crónica	31.5	459.1	156.4
Maipo	Cardiovascular	257.8	3,031.7	29.4
Maipo	Neumonía	112.6	1,638.6	827.3
Maipo	Respiratorias	293.7	2,835.9	1,580.3
Malleco	Asma	23.6	95.8	40.0
Malleco	Enf. Respiratoria Crónica	118.9	1,633.9	352.4
Malleco	Cardiovascular	529.9	4,950.2	29.8
Malleco	Neumonía	244.7	3,656.5	1,101.6
Malleco	Respiratorias	594.5	6,113.1	2,759.5
Marga Marga	Asma	11.9	37.1	51.8
Marga Marga	Enf. Respiratoria Crónica	36.0	461.2	92.7
Marga Marga	Cardiovascular	233.0	2,962.2	15.1
Marga Marga	Neumonía	81.5	1,448.3	449.0
Marga Marga	Respiratorias	268.1	2,483.2	1,248.0
Melipilla	Asma	9.8	28.0	18.1
Melipilla	Enf. Respiratoria Crónica	27.4	376.4	57.2
Melipilla	Cardiovascular	303.0	3,113.9	17.9
Melipilla	Neumonía	119.8	2,403.0	583.5
Melipilla	Respiratorias	286.4	3,489.7	1,583.2
Ñuble	Asma	16.1	59.8	18.4
Ñuble	Enf. Respiratoria Crónica	54.9	888.2	89.8
Ñuble	Cardiovascular	344.8	3,775.6	15.5

Provincia	Causa	Adultos	Adultos Mayores	Niños
Ñuble	Neumonía	161.5	2,709.2	629.6
Ñuble	Respiratorias	415.8	4,438.4	1,639.0
Osorno	Asma	17.9	72.0	35.2
Osorno	Enf. Respiratoria Crónica	65.8	995.8	81.4
Osorno	Cardiovascular	349.5	3,316.6	29.0
Osorno	Neumonía	119.5	1,628.2	1,084.1
Osorno	Respiratorias	365.9	3,342.8	1,962.7
Palena	Asma	44.2	172.3	57.8
Palena	Enf. Respiratoria Crónica	85.1	1,060.2	287.5
Palena	Cardiovascular	281.1	2,896.5	14.2
Palena	Neumonía	206.0	2,183.4	665.3
Palena	Respiratorias	507.5	3,725.0	1,730.8
Parinacota	Asma	-	-	-
Parinacota	Enf. Respiratoria Crónica	-	95.3	80.6
Parinacota	Cardiovascular	304.7	940.6	80.6
Parinacota	Neumonía	11.8	238.7	361.6
Parinacota	Respiratorias	148.1	522.3	753.0
Petorca	Asma	16.9	48.3	47.3
Petorca	Enf. Respiratoria Crónica	61.9	591.9	161.9
Petorca	Cardiovascular	364.9	3,507.0	10.4
Petorca	Neumonía	164.1	3,039.5	531.5
Petorca	Respiratorias	414.4	4,479.7	1,593.9
Quillota	Asma	18.5	81.9	47.7
Quillota	Enf. Respiratoria Crónica	43.0	465.1	93.4
Quillota	Cardiovascular	268.5	2,937.8	15.5
Quillota	Neumonía	107.1	1,763.8	621.4
Quillota	Respiratorias	305.2	2,934.2	1,706.2
Ranco	Asma	13.0	54.7	34.8
Ranco	Enf. Respiratoria Crónica	146.9	2,248.5	334.1
Ranco	Cardiovascular	513.1	5,762.7	20.1
Ranco	Neumonía	284.5	3,746.6	1,269.4
Ranco	Respiratorias	663.2	6,868.4	3,002.2
San Antonio	Asma	22.6	44.2	56.2
San Antonio	Enf. Respiratoria Crónica	58.4	391.5	286.7
San Antonio	Cardiovascular	455.4	4,176.8	27.2
San Antonio	Neumonía	101.6	1,296.8	764.3
San Antonio	Respiratorias	314.6	2,208.6	1,752.3
San Felipe de Aconcagua	Asma	19.1	77.0	41.2
San Felipe de Aconcagua	Enf. Respiratoria Crónica	66.6	799.1	245.6
San Felipe de Aconcagua	Cardiovascular	399.5	4,211.3	25.6
San Felipe de Aconcagua	Neumonía	140.0	2,232.0	583.6
San Felipe de Aconcagua	Respiratorias	424.8	3,852.0	1,658.1
Santiago	Asma	9.9	38.7	53.8
Santiago	Enf. Respiratoria Crónica	34.4	426.8	141.0
Santiago	Cardiovascular	314.8	3,128.5	27.6
Santiago	Neumonía	95.3	1,165.6	665.0
Santiago	Respiratorias	334.9	2,198.5	1,714.3

Provincia	Causa	Adultos	Adultos Mayores	Niños
Talagante	Asma	7.4	44.4	37.8
Talagante	Enf. Respiratoria Crónica	34.6	681.4	253.9
Talagante	Cardiovascular	235.7	2,884.4	17.8
Talagante	Neumonía	100.1	2,120.0	487.9
Talagante	Respiratorias	249.0	3,231.0	1,375.3
Talca	Asma	6.0	17.2	16.5
Talca	Enf. Respiratoria Crónica	23.7	368.5	46.3
Talca	Cardiovascular	283.8	2,860.5	24.0
Talca	Neumonía	83.6	1,499.8	411.7
Talca	Respiratorias	240.5	2,387.2	1,235.4
Tamarugal	Asma	1.6	-	20.4
Tamarugal	Enf. Respiratoria Crónica	7.6	142.1	30.8
Tamarugal	Cardiovascular	72.5	1,266.0	18.2
Tamarugal	Neumonía	37.9	559.4	176.2
Tamarugal	Respiratorias	71.9	905.6	344.9
Tocopilla	Asma	26.7	77.0	28.5
Tocopilla	Enf. Respiratoria Crónica	140.1	1,045.0	166.1
Tocopilla	Cardiovascular	776.7	6,473.4	32.2
Tocopilla	Neumonía	241.2	2,790.8	1,010.0
Tocopilla	Respiratorias	700.6	4,774.5	2,822.4
Valdivia	Asma	7.3	67.6	33.6
Valdivia	Enf. Respiratoria Crónica	73.0	1,343.1	134.1
Valdivia	Cardiovascular	382.6	4,213.3	18.3
Valdivia	Neumonía	140.9	3,221.1	867.1
Valdivia	Respiratorias	449.9	5,197.1	2,051.3
Valparaíso	Asma	24.0	71.2	83.8
Valparaíso	Enf. Respiratoria Crónica	61.9	604.6	213.3
Valparaíso	Cardiovascular	426.3	4,648.3	24.6
Valparaíso	Neumonía	137.5	1,783.3	646.8
Valparaíso	Respiratorias	478.7	3,253.1	1,844.0
Antártica Chilena	Asma	10.6	454.5	46.0
Antártica Chilena	Enf. Respiratoria Crónica	42.4	2,678.5	390.5
Antártica Chilena	Cardiovascular	361.6	9,600.3	45.8
Antártica Chilena	Neumonía	199.6	4,541.0	759.2
Antártica Chilena	Respiratorias	760.3	9,513.2	2,691.7
Magallanes	Asma	14.9	51.5	17.2
Magallanes	Enf. Respiratoria Crónica	60.7	691.2	124.1
Magallanes	Cardiovascular	468.0	4,914.0	26.4
Magallanes	Neumonía	104.4	898.2	405.2
Magallanes	Respiratorias	699.9	2,545.0	2,051.4
Tierra del Fuego	Asma	20.5	109.0	26.4
Tierra del Fuego	Enf. Respiratoria Crónica	98.0	1,652.8	52.1
Tierra del Fuego	Cardiovascular	444.5	5,299.9	26.0
Tierra del Fuego	Neumonía	192.3	3,806.2	794.4
Tierra del Fuego	Respiratorias	763.7	6,362.5	2,160.6
Última Esperanza	Asma	29.8	213.5	21.1
Última Esperanza	Enf. Respiratoria Crónica	123.8	1,686.5	338.7

Provincia	Causa	Adultos	Adultos Mayores	Niños
Última Esperanza	Cardiovascular	527.0	5,975.2	41.7
Última Esperanza	Neumonía	193.9	2,896.1	840.8
Última Esperanza	Respiratorias	657.1	6,025.5	2,307.1

Fuente: Ministerio del Medio Ambiente

Estimación de beneficios

Una vez que los impactos han sido cuantificados en términos físicos se procede a su valoración. Algunos de estos efectos pueden ser valorados utilizando precios de mercado; por ejemplo, daños a cultivos pueden medirse a través de la disminución del valor de la producción. Sin embargo, existe una amplia gama de impactos que no poseen valor de mercado. Entre estos destacan aquellos efectos en salud y mortalidad como también el calentamiento global y ecosistemas. En estos casos los beneficios se estiman a través de algún método de costo beneficio, prefiriéndose en lo posible una buena medida de demanda (disposición a pagar).

Los beneficios valorizados corresponden al impacto en salud producto de la disminución de la concentración ambiental de s MP2,5. Los beneficios anuales son calculados de acuerdo a la ecuación presentada a continuación:

$$Beneficio_{año\,proy} = \sum_i (\Delta E_i(Población_{año\,proy}) * VS_i)$$

Dónde:

$Beneficio_{año\,proy}$: Beneficio de un año determinado producto de la disminución

$\Delta E_i(Población_{año\,proy})$: Cambio del número de efectos i de un año determinado

VS_i : Valor social del efecto i

Tabla 7: Costos según causa

Efecto	Causa	Grupo Edad	Exposición	UF/caso	Año
Mortalidad	Todas	Todos	Crónica	13.042	2013
Admisiones Hospitalarias	Asma	Adultos	Aguda	22.10	2009
	Asma	Niños	Aguda	23.36	2009
	Cardiovascular	Adultos	Aguda	48.06	2009
	Cardiovascular	Adultos Mayores	Aguda	46.79	2009
	Enf. Respiratoria Crónica	Adultos	Aguda	30.18	2009
	Neumonía	Adultos Mayores	Aguda	32.27	2009
	Enf. Respiratoria Crónica	Adultos Mayores	Aguda	29.93	2009
Restricción de Actividad	Días Laborales perdidos	Adultos	Aguda	0.55	2009
	Días de actividad restringida	Adultos	Aguda	0.29	2009
	Días de actividad restringida menor	Adultos	Aguda	0	2009

Fuente: (GreenLab UC, 2011) y (Ministerio de Desarrollo Social, 2014)

Estos valores corresponden al año 2009 y 2014, mientras que a lo largo de los años de evaluación estos fueron proyectados según las siguientes ecuaciones.

$$Valor_{año\,proy} = Valor_{año\,inicial} * (1 + TasaCrecimientoIPC)^{año\,proy - año\,inicial}$$

$$TasaCrecimientoIPC = \frac{(1 + TasaCrecimientoPIB)}{(1 + TasaCrecimientoPob)} - 1$$

$Valor_{año_{proy}}$: Valor de una causa para el año futuro proyectado

$Valor_{año_{inicial}}$: Valor de una causa para el año conocido

$TasaCrecimientoIPC$: Tasa de crecimiento del ingreso per cápita

9.3.2 Resultados Beneficios Ambientales Locales

Las variaciones de las emisiones y concentraciones de MP2,5 permiten estimar beneficios en salud cuantificables en términos físicos y económicos. Las tablas a continuación muestran la reducción de las concentraciones en cada provincia para los años 2020, 2030, 2040 y 2050.

Tabla 8: Delta concentraciones provinciales, años 2020, 2030, 2040 y 2050

Región	Provincia	2020	2030	2040	2050
Tarapacá	Iquique	0,6	3,2	12,7	27,6
Tarapacá	Tamarugal	0,2	1,1	4,6	10,4
Antofagasta	Antofagasta	0,1	2,1	7,9	17,3
Antofagasta	El Loa	0,1	2,5	10,2	23,6
Antofagasta	Tocopilla	0,0	0,0	0,2	0,4
Atacama	Chañaral	0,0	0,7	3,3	7,6
Atacama	Copiapó	0,1	1,6	8,2	20,0
Atacama	Huasco	0,2	2,8	14,6	35,3
Coquimbo	Choapa	0,1	1,3	4,8	10,0
Coquimbo	Elqui	0,1	1,5	4,8	9,7
Coquimbo	Limarí	0,1	2,0	7,3	15,3
Valparaíso	Isla de Pascua	0,0	0,1	0,3	0,5
Valparaíso	Los Andes	0,0	0,6	2,3	3,9
Valparaíso	Marga Marga	0,0	0,6	2,4	4,2
Valparaíso	Petorca	0,0	0,5	2,0	3,4
Valparaíso	Quillota	0,0	0,6	2,2	3,7
Valparaíso	San Antonio	0,0	0,3	1,1	1,9
Valparaíso	San Felipe de Aconcagua	0,0	0,5	2,0	3,4
Valparaíso	Valparaíso	0,0	0,6	2,1	3,6
O'Higgins	Cachapoal	0,0	0,5	3,4	7,1
O'Higgins	Cardenal Caro	0,0	0,3	2,4	4,6
O'Higgins	Colchagua	0,0	0,4	2,7	5,5
Maule	Cauquenes	0,0	0,5	3,6	8,4
Maule	Curicó	0,0	1,3	8,9	22,2
Maule	Linares	0,0	1,1	7,7	18,9
Maule	Talca	0,0	1,5	10,9	27,1
Bío Bío	Arauco	0,0	0,8	3,2	6,6
Bío Bío	Biobío	0,0	1,5	6,7	14,4
Bío Bío	Concepción	0,0	0,7	2,8	6,0
Bío Bío	Ñuble	0,0	1,4	6,1	13,0
Araucanía	Cautín	0,0	1,3	5,6	15,4
Araucanía	Malleco	0,0	1,1	5,4	12,9

Región	Provincia	2020	2030	2040	2050
Los Lagos	Chiloé	0,0	2,0	9,9	21,2
Los Lagos	Llanquihue	0,0	1,7	8,7	19,0
Los Lagos	Osorno	0,0	2,1	10,2	20,8
Los Lagos	Palena	0,0	1,6	7,9	17,4
Aysén	Aysén	0,0	1,1	7,3	17,2
Aysén	Capitán Prat	0,0	0,9	5,9	13,7
Aysén	Coyhaique	0,0	2,5	16,0	37,2
Aysén	General Carrera	0,0	1,2	7,4	16,7
Magallanes	Antártica Chilena	0,0	0,1	0,4	0,9
Magallanes	Magallanes	0,0	0,5	2,0	3,8
Magallanes	Tierra del Fuego	0,0	0,4	1,5	3,0
Magallanes	Última Esperanza	0,0	0,6	2,3	4,6
Metropolitana	Chacabuco	0,0	0,5	6,5	13,8
Metropolitana	Cordillera	0,0	0,5	6,2	13,2
Metropolitana	Maipo	0,0	0,3	4,1	8,7
Metropolitana	Melipilla	0,0	0,8	9,4	19,7
Metropolitana	Santiago	0,0	0,2	8,6	19,3
Metropolitana	Talagante	0,0	0,4	5,3	11,2
Los Ríos	Ranco	0,0	2,3	9,7	19,4
Los Ríos	Valdivia	0,0	1,2	5,1	10,8
Arica y Parinacota	Arica	0,0	1,5	7,1	16,2
Arica y Parinacota	Parinacota	0,0	0,9	4,9	11,7

Fuente: Elaboración propia

Para estas reducciones de concentración se estiman beneficios económicos del orden de los 31.392 MM USD para el período 2019-2050¹⁰, siendo relevante dentro de estos resultados los casos de mortalidad evitados. Las tablas a continuación presentan los casos anuales evitados y el beneficio económico asociado.

Tabla 9: Casos anuales evitados, años 2020, 2030, 2040 y 2050

Tipo de efecto	Causa	2020	2030	2040	2050
Mortalidad	Todas las causas largo plazo	20	517	4.231	9.456
Adm. Hospitalaria	Asma	1	12	83	175
	Enf. Respiratoria Crónica	1	49	365	879
	Cardiovascular	6	182	1.564	3.736
	Neumonía	4	180	1.436	3.519
Días Laborales Perdidos	Días Laborales perdidos	2.922	71.021	598.572	1.362.007
	Días de actividad restringida	14.443	351.021	2.958.453	6.731.740
	Días de actividad restringida menor	26.882	653.364	5.506.636	12.529.942

Fuente: Elaboración propia

¹⁰ El valor de 31.391 MM USD ha sido obtenido considerando una tasa de descuento del 6%.

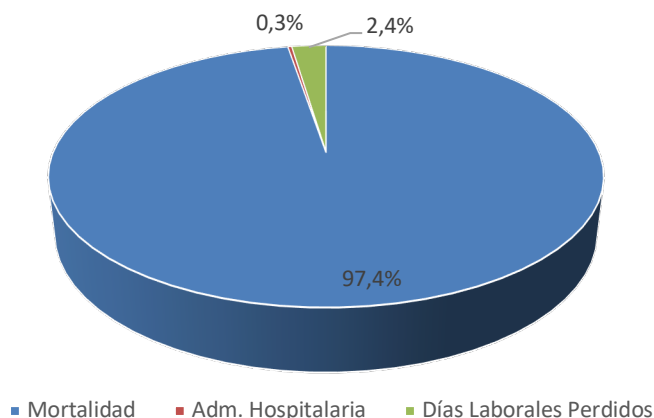
Tabla 10: Casos y costos evitados por beneficios ambientales, período 2019-2050

Tipo de efecto	Causa	Casos Evitados	VNA 2019	VNA %
Mortalidad	Todas las causas largo plazo	96.353	30.561,9	97,4%
Adm. Hospitalaria	Asma	1.862	1,2	0,0%
	Enf. Respiratoria Crónica	8.610	7,1	0,0%
	Cardiovascular	36.548	47,0	0,1%
	Neumonía	34.022	29,9	0,1%
Días Laborales Perdidos	Días Laborales perdidos	13.716.379	206,5	0,7%
	Días de actividad restringida	67.793.393	538,2	1,7%
	Días de actividad restringida menor	126.185.399	-	0,0%
TOTAL [Millones USD]		-	31.391,9	100%

Fuente: Elaboración propia

Como es posible observar, los casos de mortalidad representan alrededor del 97,4% del total de beneficios estimados, mientras que los días laborales perdidos representan el 2,4% y las admisiones hospitalarias el 0,3%.

Figura 3: Distribución de los beneficios ambientales según tipo de efecto



Fuente: Elaboración propia

A nivel de grupo etéreo, se estima que la mayor cantidad de casos evitados por Admisiones Hospitalarias se concentra en el grupo de Adultos Mayores, con un 83% del total de casos. Seguido se encuentra el grupo de Adultos con un 16% y de Niños con un 1%. La siguiente tabla presenta el número de casos evitados por grupo.

Tabla 11: Casos evitados de admisiones hospitalarias según grupo etéreo

Grupo etéreo	2020	2030	2040	2050	Período 2019-2050
Niños	0	6	40	78	877
Adultos	3	73	568	1.292	13.064
Adultos Mayores	9	344	2.839	6.939	67.101
Total	12	423	3.447	8.308	81.042

Fuente: Elaboración propia